ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

REGULAMENTO TARIFÁRIO

- RT -

SETOR ELÉTRICO

janeiro - 2026

FICHA TÉCNICA

Título:
Regulamento Tarifário do setor elétrico

Edição:
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

Processo de Aprovação:
Consulta Pública n.º 134
Parecer do Conselho Tarifário em 08/07/2025
Aprovação pelo Conselho de Administração em 13/10/2025

Publicação:
Regulamento n.º 1218/2025, publicado no *Diário da República*, 2.ª Série, n.º 216, de 07 de novembro de 2025.
[1] Retificado pela Declaração de Retificação n.º 17/2026/2, publicada no Diário da República, 2.ª Série, n.º 4, de 7 de janeiro de 2026.

ÍNDICE

Regulamento N.º 1218/2025[1] 1

Capítulo I Disposições e princípios gerais 3

Artigo 1.º Objeto 3

Artigo 2.º Âmbito 3

Artigo 3.º Siglas e definições 4

Artigo 4.º Princípios gerais 8

Capítulo II Atividades e contas das empresas reguladas 11

Artigo 5.º Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador 11

Artigo 6.º Atividades da entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo 11

Artigo 7.º Atividades do operador da rede de transporte em Portugal continental 11

Artigo 8.º Atividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental 11

Artigo 9.º Atividades do comercializador de último recurso 12

Artigo 10.º Atividades do agregador de último recurso 12

Artigo 11.º Atividades da empresa responsável pela rede elétrica na RAA 13

Artigo 12.º Atividades da empresa responsável pela rede elétrica na RAM 13

Artigo 13.º Princípio da sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas 13

Artigo 14.º Taxas de remuneração 14

Artigo 15.º Princípio de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e de gestão incorporados no ativo remunerado 14

Artigo 16.º Princípio de racionalização do investimento em ativos não específicos 14

Artigo 17.º Princípios para a repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveitos 15

Artigo 18.º Contas reguladas 15

Artigo 19.º Relatório sumário das demonstrações financeiras das atividades reguladas 17

Artigo 20.º Auditorias 17

Artigo 21.º Auditorias complementares à auditoria financeira e ações de fiscalização 17

Artigo 22.º Envio de informação 18

Capítulo III Tarifas e Preços regulados 21

Secção I Disposições gerais 21

Artigo 23.º Definição das Tarifas 21

Artigo 24.º Fixação das tarifas 22

Secção II Estrutura do tarifário em Portugal continental 22

Artigo 25.º Tarifas e proveitos 22

Artigo 26.º Tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso 26

Artigo 27.º Tarifas a aplicar pelo agregador de último recurso 27

Artigo 28.º Tarifas a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição 27

Artigo 29.º Tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT 28

Artigo 30.º Tarifas a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT 30

Artigo 31.º Estrutura geral das tarifas 30

Artigo 32.º Estrutura geral das tarifas reguladas por atividade 31

Artigo 33.º Estrutura geral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso 32

Artigo 34.º Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo 34

Artigo 35.º Estrutura geral das Tarifas de Acesso às Redes 36

Artigo 36.º Períodos tarifários 39

Artigo 37.º Áreas de Rede 41

Secção III Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira 42

Artigo 38.º Tarifas e proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAA 42

Artigo 39.º Tarifas e proveitos da entidade concessionária da empresa responsável pela rede elétrica na RAM 44

Artigo 40.º Tarifas a aplicar aos clientes 47

Artigo 41.º Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM 47

Artigo 42.º Períodos tarifários aplicáveis na RAA e na RAM 48

Secção IV Variáveis de faturação 49
Artigo 43.º Variáveis para aplicação das tarifas 49
Artigo 44.º Potência contratada 50
Artigo 45.º Potência em horas de ponta 50
Artigo 46.º Energia ativa 51
Artigo 47.º Energia reativa 51
Artigo 48.º Faturação de energia reativa indutiva nos pontos de entrega das redes de transporte e distribuição 52
Artigo 49.º Faturação de energia reativa capacitiva nos pontos de entrega das redes de transporte e distribuição 52
Artigo 50.º Regras específicas aplicáveis à faturação de energia reativa nos pontos de entrega da rede de transporte à rede de distribuição 53
Secção V Tarifas de Acesso às Redes 53
Artigo 51.º Objeto 53
Artigo 52.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE 53
Artigo 53.º Estrutura da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT 54
Artigo 54.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN . 55
Artigo 55.º Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto do cliente eletrointensivo 56
Artigo 56.º Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento 56
Subsecção I Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica 57
Artigo 57.º Objeto 57
Artigo 58.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica 58
Subsecção II Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP 59
Artigo 59.º Objeto 59
Artigo 60.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP 59

Artigo 61.º Opções tarifárias em BTN para instalações participantes em autoconsumo através da RESP 60
Artigo 62.º Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP 60
Secção VI Tarifa Social aplicável a clientes economicamente vulneráveis 62
Artigo 63.º Objeto 62
Artigo 64.º Estrutura geral das tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis em BTN 62
Secção VII Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental 63
Artigo 65.º Objeto 63
Artigo 66.º Opções tarifárias 63
Artigo 67.º Estrutura geral das opções tarifárias 64
Secção VIII Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis 66
Artigo 68.º Objeto 66
Artigo 69.º Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais 66
Secção IX Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA 67
Artigo 70.º Objeto 67
Artigo 71.º Opções tarifárias 67
Artigo 72.º Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE 68
Artigo 73.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN 69
Secção X Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis na RAA 70
Artigo 74.º Objeto 70
Artigo 75.º Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA 70
Secção XI Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM 71
Artigo 76.º Objeto 71
Artigo 77.º Opções tarifárias 71
Artigo 78.º Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE 72
Artigo 79.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN 73

Secção XII Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis na RAM 74
Artigo 80.º Objeto 74
Artigo 81.º Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAM 74
Secção XIII Tarifa de Energia 75
Artigo 82.º Objeto 75
Artigo 83.º Estrutura geral 75
Artigo 84.º Conversão da tarifa de Energia para os vários níveis de tensão 75
Artigo 85.º Energia ativa a faturar 77
Secção XIV Tarifas de Uso Global do Sistema 77
Artigo 86.º Objeto 77
Artigo 87.º Estrutura geral 77
Artigo 88.º Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão 79
Artigo 89.º Potência contratada, potência em horas de ponta e energia ativa a faturar 80
Secção XV Tarifas de Uso da Rede de Transporte 81
Artigo 90.º Objeto 81
Artigo 91.º Estrutura geral 81
Artigo 92.º Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte para os vários níveis de tensão 82
Artigo 93.º Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar 84
Secção XVI Tarifas de Uso da Rede de Distribuição 84
Artigo 94.º Objeto 84
Artigo 95.º Estrutura geral 84
Artigo 96.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 85
Artigo 97.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT 85
Artigo 98.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 87
Artigo 99.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para o nível de tensão de BT 87

Artigo 100.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 89
Artigo 101.º Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar 89
Secção XVII Tarifas de Comercialização 90
Artigo 102.º Objeto 90
Artigo 103.º Estrutura geral 90
Secção XVIII Tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores 90
Artigo 104.º Objeto 90
Artigo 105.º Estrutura geral da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA 91
Artigo 106.º Estrutura geral da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM 91
Secção XIX Tarifas do agregador de último recurso 92
Artigo 107.º Tarifas de referência do agregador de último recurso 92
Secção XX Preços regulados 93
Artigo 108.º Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador 93
Artigo 109.º Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio 93
Capítulo IV Proveitos das atividades reguladas 95
Secção I Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador 95
Artigo 110.º Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador 95
Secção II Proveitos da entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo 98
Artigo 111.º Proveitos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN 98
Artigo 112.º Proveitos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia 100
Secção II Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental 101
Artigo 113.º Proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema 101

Artigo 114.º Custos de gestão do sistema 101

Artigo 115.º Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral 105

Artigo 116.º Faturação mensal dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual .. 111

Artigo 117.º Proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica 111

Secção III Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental 119

Artigo 118.º Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte..... 119

Artigo 119.º Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes..... 119

Artigo 120.º Custos com a aplicação da tarifa social..... 126

Artigo 121.º Custos para a manutenção do equilíbrio contratual..... 128

Artigo 122.º Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes..... 130

Artigo 123.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e MT 131

Artigo 124.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para o nível de tensão de BT 138

Secção IV Proveitos do comercializador de último recurso 146

Artigo 125.º Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes 146

Artigo 126.º Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição 153

Artigo 127.º Custos de referência da atividade de Comercialização..... 153

Artigo 128.º Proveitos da atividade de Comercialização 154

Artigo 129.º Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte do comercializador de último recurso 160

Secção V Proveitos do agregador de último recurso 161
Artigo 130.º Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida 161
Artigo 131.º Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo 165
Secção VI Proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAA 168
Artigo 132.º Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA 168
Artigo 133.º Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica 173
Artigo 134.º Custos com a aplicação da tarifa social na RAA 175
Artigo 135.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia elétrica da RAA 177
Artigo 136.º Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA 181
Artigo 137.º Custo com a convergência tarifária na RAA 184
Artigo 138.º Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a empresa responsável pela rede elétrica na RAA 186
Secção VII Proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAM 187
Artigo 139.º Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM 187
Artigo 140.º Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica 192
Artigo 141.º Custos com a aplicação da tarifa social na RAM 194
Artigo 142.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM 196
Artigo 143.º Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM 200
Artigo 144.º Custo com a convergência tarifária na RAM 203
Artigo 145.º Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAM para a empresa responsável pela rede elétrica na RAM 206
Secção VIII Incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema 206
Artigo 146.º Incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema 206

Artigo 147.º Metodologia de cálculo do incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema 206

Secção IX Incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição 210

Artigo 148.º Incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição 210

Subsecção I Incentivo à redução de perdas na rede de distribuição 211

Artigo 149.º Incentivo à redução de perdas na rede de distribuição 211

Artigo 150.º Metodologia de cálculo do incentivo 212

Subsecção II Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições 214

Artigo 151.º Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições 214

Artigo 152.º[1] Metodologia de Cálculo do Incentivo 214

Subsecção III Incentivo à atribuição de capacidade da RND para alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições 216

Artigo 153.º Incentivo à atribuição de capacidade da RND para alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições 216

Artigo 154.º[1] Metodologia de Cálculo do Incentivo 216

Secção X Projetos-piloto de sistemas de gestão dinâmica das redes 218

Artigo 155.º Projetos-piloto de sistemas de gestão dinâmica para otimização da capacidade das redes 218

Secção XI Promoção da eficiência no consumo de energia 219

Artigo 156.º Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia 219

Secção XII Incentivos à ótima gestão das licenças de emissão de CO_2 na RAA e na RAM 219

Artigo 157.º Mecanismos de otimização da gestão das licenças de emissão de CO_2 na RAA e na RAM 219

Secção XIII Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas 219

Artigo 158.º Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas 219

Secção XIV Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade 221

Artigo 159.º Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade 221

Secção XV Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT 221

Artigo 160.º Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT 221

Artigo 161.º[1] Metodologia de cálculo do incentivo 222

Subsecção I Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT 225

Artigo 162.º Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT 225

Artigo 163.º Metodologia de cálculo do incentivo 225

Subsecção II Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT 225

Artigo 164.º Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT 225

Artigo 165.º Metodologia de cálculo do incentivo 226

Subsecção III Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado diário 226

Artigo 166.º Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado 226

Artigo 167.º Metodologia de cálculo do incentivo 227

Subsecção IV Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições 228

Artigo 168.º Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições 228

Artigo 169.º Metodologia de cálculo do incentivo 229

Artigo 170.º Incentivo à cooperação e coordenação entre os operadores da RNT e da RND, para atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições 229

Artigo 171.º Metodologia de cálculo do incentivo 230

Subsecção V Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, na modalidade de acesso com restrições 231

Artigo 172.º Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, na modalidade de acesso com restrições 231

Artigo 173.º Metodologia de cálculo do incentivo 231

Artigo 174.º Incentivo à cooperação e coordenação entre os operadores da RNT e da RND, para atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, na modalidade de acesso com restrições 232

Artigo 175.º Metodologia de Cálculo do Incentivo 233

Capítulo V Processo de cálculo das tarifas reguladas 235

Secção I Metodologia de cálculo da tarifa de Energia 235

Artigo 176.º Metodologia de cálculo da tarifa de Energia 235

Artigo 177.º Estrutura dos preços marginais de energia 236

Artigo 178.º Monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização 237

Secção II Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema 238

Artigo 179.º Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte 238

Artigo 180.º Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC 240

Artigo 181.º Metodologia de cálculo da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição 240

Artigo 182.º Metodologia de cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição 242

Secção III Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte 245

Artigo 183.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte 245

Artigo 184.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes 247

Secção IV Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição 251

Artigo 185.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes 251

Secção V Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização 256
Artigo 186.º Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE a aplicar pelos comercializadores de último recurso 256
Artigo 187.º Metodologia de cálculo da tarifa de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso 257
Secção VI Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso 258
Artigo 188.º Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN 258
Artigo 189.º Mecanismo de convergência para tarifas aditivas 260
Artigo 190.º Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo 262
Secção VII Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA 263
Artigo 191.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA 263
Artigo 192.º Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAA 266
Artigo 193.º Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAA 268
Secção VIII Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM 269
Artigo 194.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM 269
Artigo 195.º Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAM 272
Artigo 196.º Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAM 275
Secção IX Metodologia de cálculo das tarifas de referência do agregador de último recurso 276
Artigo 197.º Metodologia de cálculo das tarifas de referência do agregador de último recurso 276
Capítulo VI Procedimentos 279
Secção I Disposições Gerais 279
Artigo 198.º Frequência de fixação das tarifas 279
Artigo 199.º Período de regulação 279

Secção II Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT..... 280
Artigo 200.º Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT..... 280
Artigo 201.º Informação a fornecer à ERSE no âmbito da exploração da Zona Piloto para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas 283
Artigo 202.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Global do Sistema 284
Artigo 203.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Transporte de Energia Elétrica 285
Secção III Informação periódica a fornecer à ERSE pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador..... 286
Artigo 204.º Informação a fornecer à ERSE pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador..... 286
Artigo 205.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador 288
Secção IV Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo 289
Artigo 206.º Informação a fornecer à ERSE pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo 289
Artigo 207.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Integrada de Garantias no âmbito do SEN 290
Secção V Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND..... 291
Artigo 208.º Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND 291
Artigo 209.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte..... 294
Artigo 210.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica 295
Secção VI Informação periódica a fornecer à ERSE pelos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT 296
Artigo 211.º Informação a fornecer à ERSE pelos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT 296

Secção VII Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso. 297

Artigo 212.º Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso 297

Artigo 213.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes..... 300

Artigo 214.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição 301

Artigo 215.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Comercialização 302

Secção VIII Informação periódica a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso..... 303

Artigo 216.º Informação a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso 303

Artigo 217.º Repartição de custos e proveitos na atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida 305

Artigo 218.º Repartição de custos e proveitos na atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo 306

Secção IX Informação periódica a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA..... 307

Artigo 219.º Informação a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA..... 307

Artigo 220.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA 309

Artigo 221.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA..... 310

Artigo 222.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA..... 311

Secção X Informação periódica a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM 312

Artigo 223.º Informação a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM..... 312

Artigo 224.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM 314

Artigo 225.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM 315
Artigo 226.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM 316
Secção XI Fixação das Tarifas 317
Artigo 227.º Ativos fixos a remunerar 317
Artigo 228.º Custos e proveitos 317
Artigo 229.º Fixação das tarifas 318
Secção XII Fixação excecional das tarifas 319
Artigo 230.º Início do processo 319
Artigo 231.º Fixação das tarifas 320
Secção XIII Fixação dos parâmetros no período de regulação 321
Artigo 232.º Balanço de energia elétrica 321
Artigo 233.º Custos incrementais e custos marginais 321
Artigo 234.º Informação económico-financeira 322
Artigo 235.º Fixação dos valores dos parâmetros 323
Secção XIV Revisão excecional dos parâmetros no período de regulação 324
Artigo 236.º Início do processo 324
Artigo 237.º Fixação dos novos valores dos parâmetros 325
Secção XV Procedimentos de garantia dos pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição 326
Artigo 238.º Início do processo 326
Artigo 239.º Definição da solução a adotar 327
Secção XVI Documentos complementares ao Regulamento Tarifário 328
Artigo 240.º Documentos 328
Artigo 241.º Elaboração e divulgação 328
Secção XVII Procedimentos aplicáveis nas Redes de Distribuição Fechadas 329
Artigo 242.º Procedimentos a observar pelo operador da Rede de Distribuição Fechada para a definição dos princípios tarifários e tarifas aplicáveis 329

Artigo 243.º Revogação do título de controlo prévio da RDF 330

Capítulo VII Disposições finais e transitórias..... 331

Secção I Disposições transitórias..... 331

Artigo 244.º Ajustamentos transitórios 331

Artigo 245.º Agente Comercial 331

Artigo 246.º Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador 331

Artigo 247.º Comercializador e Agregador de Último Recurso..... 332

Artigo 248.º Custos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes 333

Secção II Disposições finais 333

Artigo 249.º Revisão de montantes indevidamente recebidos..... 333

Artigo 250.º Projetos-piloto..... 334

Artigo 251.º Compensações pagas a consumidores no âmbito de processos sancionatórios..... 335

Artigo 252.º Informação a enviar à ERSE 335

Artigo 253.º Forma dos atos da ERSE..... 336

Artigo 254.º Recomendações e orientações da ERSE 336

Artigo 255.º Auditorias e ações de fiscalização de verificação do cumprimento regulamentar 337

Artigo 256.º Prazos 337

Artigo 257.º Regime sancionatório 337

Artigo 258.º Norma revogatória 338

Artigo 259.º Entrada em vigor 338

REGULAMENTO N.º 1218/2025[1]

Visando a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, face ao início de um novo período de regulação, que vigorará no período 2026-2029, a ERSE realizou a Consulta Pública n.º 134, que decorreu entre 23 de maio e 8 de julho.

No que respeita aos proveitos permitidos, as alterações introduzidas promovem uma regulação exigente, que incentiva uma gestão eficiente das atividades reguladas, designadamente pelo reforço da regulação por incentivos, por forma a poder responder ao atual contexto de descarbonização e descentralização da produção no setor elétrico. Destacam-se a este respeito, a introdução de novos incentivos, tais como o relativo ao desempenho técnico da gestão global do sistema e ao desempenho técnico das redes de transporte e distribuição, com componentes que incentivam a atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições. Ao nível da regulação económica das atividades de transporte e de distribuição em Alta e Média Tensão, foi também introduzida uma nova parcela de proveitos, com vista a assegurar o equilíbrio económico-financeiro dos respetivos operadores na atribuição de Título de Reserva de Capacidade de injeção na rede, na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da rede.

No presente regulamento são, ainda, definidas regras aplicáveis às atividades reguladas do universo empresarial do gestor do mercado a prazo, que se complementam com o Manual de Procedimentos da Atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia Elétrica, que foi sujeito à Consulta Pública n.º 133, que decorreu entre 20 de maio e 20 de junho.

A par das matérias já identificadas, são aprovadas alterações em matéria tarifária, destacando-se os aperfeiçoamentos ao mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia e a flexibilização das regras na mudança entre opções tarifárias.

O procedimento regulamentar desenvolveu-se nos termos dos n.ºs 1 a 4 do artigo 10.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente, tendo a proposta, acompanhada do respetivo documento justificativo, sido submetida a parecer do Conselho Tarifário e a consulta pública.

O parecer recebido do referido Conselho e os comentários dos interessados, bem como a análise da ERSE aos mesmos, estão disponíveis no site da ERSE. Assim, ao abrigo das disposições

conjugadas da alínea f) do artigo 235.º, do artigo 241.º e do n.º 1 do artigo 246.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, do n.º 1 e da subalínea iii) da alínea a) do n.º 2 do artigo 9.º, do artigo 10.º e da alínea c) do n.º 2 do artigo 31.º, todos dos Estatutos da ERSE, o Conselho de Administração da ERSE aprovou, por deliberação de 13 de outubro de 2025, o seguinte regulamento:

Capítulo I

Disposições e princípios gerais

Artigo 1.º

Objeto

1 - O presente Regulamento é aprovado ao abrigo das disposições conjugadas da alínea f) do Artigo 235.º, do Artigo 241.º e do n.º 1 do Artigo 246.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente.

2 - O presente Regulamento estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia elétrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respetiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adotar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, os procedimentos para a fixação dos princípios tarifários e as tarifas aplicáveis nas redes de distribuição fechada, bem como, às obrigações das entidades do setor elétrico, nomeadamente, em matéria de prestação de informação, de forma adequada à organização e funcionamento do mercado interno da eletricidade.

3 - O presente regulamento estabelece ainda as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 2.º

Âmbito

O presente Regulamento tem por âmbito as tarifas a aplicar nas seguintes relações comerciais:

a) Em Portugal continental:

   i) Entregas da entidade concessionária da RNT à entidade concessionária da RND.

   ii) Entregas da entidade concessionária da RND aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

   iii) Fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos clientes finais.

   iv) Fornecimentos do comercializador de último recurso em MT aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

v) Utilização da rede da entidade concessionária da RNT.

vi) Utilização das redes da entidade concessionária da RND.

vii) Utilização das redes dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

b) Na Região Autónoma dos Açores:

i) Fornecimentos da empresa responsável pela rede elétrica na RAA aos clientes finais.

ii) Utilização das redes da empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

c) Na Região Autónoma da Madeira:

i) Fornecimentos da empresa responsável pela rede elétrica na RAM aos clientes finais.

ii) Utilização das redes da empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

Artigo 3.º

Siglas e definições

1 - No presente Regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

a) AT - Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV);

b) BT - Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV);

c) BTE - Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada superior a 41,4 kW);

d) BTN - Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual 41,4 kVA);

e) CAE - Contrato de aquisição de energia;

f) CEME - Detentor de registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica;

g) CMEC - Custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro;

h) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

i) INE - Instituto Nacional de Estatística;

j) MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV);

k) MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV);

l) NT – Níveis de tensão MAT, AT e MT;

m) OLMCA – Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador;

n) RAA - Região Autónoma dos Açores;

o) RAM - Região Autónoma da Madeira;

p) RARI – Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações;

q) RAC - Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica;

r) RME – Regulamento de Mobilidade Elétrica;

s) RND - Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão;

t) RNT - Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental;

u) RQS - Regulamento da Qualidade de Serviço;

v) RRC - Regulamento de Relações Comerciais;

w) RSRI – Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica;

x) SEN - Sistema Elétrico Nacional;

y) UVE - Utilizador de Veículo Elétrico.

2 - A terminologia utilizada no presente regulamento, designadamente a que consta do número seguinte, não obstante poder apresentar alguma similitude com a terminologia do normativo contabilístico, é própria e autónoma.

3 - Para efeitos do presente Regulamento, são aplicáveis as definições previstas nos regimes legais que estabelecem a organização e o funcionamento dos sistemas elétricos públicos, bem como as seguintes:

a) Ajustamento – acerto aos proveitos permitidos resultantes da consideração dos valores reais para o período a que respeita os proveitos permitidos anteriormente definidos com base em valores estimados e/ou previstos das variáveis que os determinam.

b) Ajustamento para perdas - mecanismo que relaciona a energia elétrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.

c) Ativo fixo - ativo não corrente com natureza de longo prazo por a sua realização, venda ou consumo ultrapassar o decurso normal do ciclo operacional da entidade.

d) Autoconsumo através da RESP - a energia partilhada com uma instalação de consumo ou instalação de armazenamento autónomo, proveniente de outras instalações interligadas através da RESP, nos termos do RAC.

e) Cliente - pessoa singular ou coletiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia elétrica para consumo próprio.

f) Comercializador - entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica, cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros.

g) Comercializador de último recurso - entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua atividade está sujeita à obrigação de prestação universal do serviço de fornecimento de energia elétrica, nos termos legalmente definidos.

h) Consumos sazonais - consumos referentes a atividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação.

i) Custo - gastos ou perdas que provêm do decurso das atividades correntes (ordinárias) ou outras (quando aplicável), definidos de acordo com normativos contabilísticos e regulatórios em vigor.

j) Custo aceite - gasto ou perda, que é reconhecido no montante de proveitos permitidos da atividade a que diz respeito.

k) Custos operacionais - gastos que resultam do decurso das atividades relativas ao ciclo operacional da empresa e constituem uma das componentes de apuramento do resultado operacional da entidade antes de gastos financeiros de qualquer natureza e impostos.

l) Entrega de energia elétrica - alimentação física de energia elétrica.

m) Excedente da produção para autoconsumo – energia produzida por unidade de produção para autoconsumo, que não é consumida, nem armazenada.

n) Fornecimentos a clientes - quantidades envolvidas na faturação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

o) Instalação de armazenamento autónomo - uma instalação com ligação à RESP onde a energia é armazenada, sem que esteja associada a centro eletroprodutor ou unidade de produção para autoconsumo e sem integrar uma instalação de utilização.

p) Operador da rede de distribuição - entidade concessionária da RND ou de redes em BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.

q) Operador da rede de distribuição exclusivamente em BT - entidade concessionária de redes apenas em BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.

r) Operador da rede de transporte - entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases de Concessão e do respetivo contrato.

s) Operador logístico de mudança de comercializador e de agregador - entidade responsável pelo procedimento de mudança de comercializador de eletricidade pelo consumidor e de agregador por parte do produtor de eletricidade, cliente ou titular de instalação de armazenamento ou autoconsumidor.

t) Perdas - diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo.

u) Período de regulação - período durante o qual as metodologias de definição dos proveitos permitidos e da estrutura das tarifas das atividades reguladas, bem como dos parâmetros necessários ao seu cálculo são estabelecidos e se mantêm inalteradas, sem prejuízo da sua revisão nos termos deste Regulamento.

v) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço.

w) Ponto de carregamento – terminal da rede de mobilidade elétrica para ligação de um veículo elétrico à infraestrutura dedicada exclusivamente ao carregamento de baterias de veículos elétricos, excluindo as tomadas elétricas convencionais.

x) Produtor com remuneração garantida - entidade habilitada para a produção de energia elétrica e sujeita a um regime jurídico de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração, nos termos e pelo período estabelecido na lei.

y) Produtor com remuneração fixada em mercado - entidade titular de licença de produção de energia elétrica cuja remuneração se fixe por livre negociação em mercado, não estando abrangido por qualquer regime jurídico de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração.

z) Proveito - rendimentos e ganhos que provêm do decurso das atividades correntes (ordinárias) ou outras (quando aplicável), definidos de acordo com normativos contabilísticos e regulatórios em vigor.

aa) Proveito permitido - rendimentos e ganhos que, no quadro regulamentar, são atribuídos à empresa responsável por uma determinada atividade regulada em contrapartida do desenvolvimento da atividade em causa.

bb) Serviços de sistema - serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

Artigo 4.º
Princípios gerais

O presente Regulamento fundamenta-se no respeito pelos seguintes princípios:

a) Aplicação de tarifas e preços em condições de equidade.

b) Uniformidade tarifária, de modo que o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas.

c) Inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária.

d) Criação de incentivos às empresas reguladas para permitir o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos no RQS e mantendo níveis adequados de segurança na produção, no transporte e na distribuição de energia elétrica.

e) Partilha justa entre empresas reguladas e clientes dos resultados alcançados nas atividades sujeitas a regulação por incentivos, a qual se concretiza na consideração do desempenho verificado face a metas definidas para diversos objetivos regulatórios no cálculo dos proveitos permitidos do primeiro ano dos períodos de regulação.

f) Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

g) Proteção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio económico e financeiro às atividades exercidas em regime de serviço público em condições de gestão eficiente.

h) Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do SEN, através da repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

i) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.

j) Estabilidade das tarifas considerando as expectativas dos consumidores.

k) Variabilidade das tarifas, designadamente em função dos períodos horários, da natureza da fonte primária de produção de eletricidade e do tipo de instalação.

Capítulo II

Atividades e contas das empresas reguladas

Artigo 5.º

Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador

Para efeitos do presente Regulamento, o operador logístico de mudança de comercializador e de Agregador exerce a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador nos termos do RRC.

Artigo 6.º

Atividades da entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo

1 - Para efeitos do presente Regulamento, a entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo desenvolve as seguintes atividades sujeitas a regulação:

a) Gestão Integrada de Garantias, no âmbito do SEN;

b) Registo e Contratação Bilateral de Energia.

2 - As atividades reguladas da entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo podem ser desenvolvidas por qualquer uma das suas filiais, de acordo com a legislação em vigor.

Artigo 7.º

Atividades do operador da rede de transporte em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de transporte em Portugal continental desenvolve, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

a) Gestão Global do Sistema.

b) Transporte de Energia Elétrica.

Artigo 8.º

Atividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de distribuição desenvolve, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

a) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

b) Distribuição de Energia Elétrica.

Artigo 9.º

Atividades do comercializador de último recurso

Para efeitos do presente Regulamento, o comercializador de último recurso desenvolve, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

a) Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes.

b) Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

c) Comercialização.

Artigo 10.º

Atividades do agregador de último recurso

1 - Para efeitos do presente Regulamento, o agregador de último recurso desenvolve, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

a) Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida.

b) Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis com remuneração fixada em mercado e de excedentes de autoconsumo.

2 - A aquisição de energia elétrica no âmbito da atividade referida na alínea a) do número anterior assume natureza obrigatória, nos termos dos regimes jurídicos de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração que a habilitam e até ao decurso dos respetivos prazos.

3 - A aquisição de energia elétrica no âmbito da atividade referida na alínea b) do número anterior assume natureza supletiva e temporária e inclui a aquisição aos produtores a partir de fontes de energia renováveis com remuneração fixada em mercado, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, e a aquisição de excedentes da produção para autoconsumo.

Artigo 11.º

Atividades da empresa responsável pela rede elétrica na RAA

Para efeitos do presente Regulamento, a empresa responsável pela rede elétrica na RAA desenvolve, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

a) Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Elétrica.

c) Comercialização de Energia Elétrica.

Artigo 12.º

Atividades da empresa responsável pela rede elétrica na RAM

Para efeitos do presente Regulamento, a empresa responsável pela rede elétrica na RAM desenvolve, nos termos do RRC, as seguintes atividades:

a) Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

b) Distribuição de Energia Elétrica.

c) Comercialização de Energia Elétrica.

Artigo 13.º

Princípio da sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas

1 - As empresas que desenvolvem atividades reguladas nos termos do presente Regulamento devem estar dotadas de uma capacidade económico-financeira sustentada que lhes permita financiar os investimentos necessários e assegurar a operação e manutenção das infraestruturas e cumprir com as suas obrigações.

2 - A monitorização pela ERSE da posição financeira das empresas que desenvolvem atividades reguladas poderá justificar a adoção de medidas de promoção do cumprimento do princípio definido no número anterior, designadamente para a adequação da estrutura financeira aos compromissos inerentes à atividade regulada que desenvolvem.

Artigo 14.º

Taxas de remuneração

As taxas de remuneração das atividades reguladas definidas no Capítulo IV estão sujeitas à:

a) Aplicação de metodologia de indexação que reflita a evolução do enquadramento económico e financeiro, definida pela ERSE para o período de regulação;

b) Consideração de custos de financiamento e estruturas de capital eficientes.

Artigo 15.º

Princípio de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e de gestão incorporados no ativo remunerado

1 - Sem prejuízo no disposto do normativo contabilístico, os concessionários devem adotar critérios racionais e consistentes na incorporação de custos financeiros, de estrutura e de gestão no valor dos ativos remunerados.

2 - Os critérios e as naturezas dos custos capitalizados devem ser divulgados no Anexo às Demonstrações Financeiras das Contas Reguladas.

3 - A ERSE, sempre que julgar conveniente, aprovará normas e metodologias relativas às naturezas de custos que poderão ser sujeitas a capitalização por via regulatória.

Artigo 16.º

Princípio de racionalização do investimento em ativos não específicos

1 - As empresas reguladas devem adotar critérios racionais e sustentados nas decisões de investimento em ativos não específicos, de forma a assegurar a razoabilidade dos investimentos nesta natureza de ativos.

2 - Sem prejuízo do disposto no normativo contabilístico para o reconhecimento de um item como ativo tangível ou intangível, os ativos enquadráveis na natureza de não específicos, para efeitos do determinado no número 1, encontram-se definidos em regulamentação complementar da ERSE.

Artigo 17.º

Princípios para a repercussão condicional de ajustamentos provisórios de atividades com volatilidade de proveitos

A repercussão condicional de ajustamentos provisórios em atividades com volatilidade de proveitos, que possibilita a retenção, parcial ou total, de montantes a devolver ao SEN, obedece aos seguintes princípios:

a) Os montantes a reter devem ser adequados ao grau de certeza da evolução futura dos ajustamentos e respetivos efeitos tarifários, devendo ser assegurada uma repartição equilibrada entre atividades e empresas reguladas, segundo princípios de proporcionalidade.

b) O objetivo do mecanismo é assegurar a estabilidade na evolução das tarifas e deve, simultaneamente, garantir a proteção dos consumidores contra variações excessivas decorrentes do diferimento dos ajustamentos, tendo em consideração os impactos nos diversos segmentos de clientes.

c) A reposição da neutralidade financeira na repercussão condicional de ajustamentos provisórios é assegurada através da aplicação das taxas de juro e *spread* previstos no presente regulamento para o cálculo dos ajustamentos definitivos.

Artigo 18.º

Contas reguladas

1 - A entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, o agregador de último recurso, a empresa responsável pela rede elétrica na RAA e a empresa responsável pela rede elétrica na RAM devem manter atualizada a contabilidade para efeitos de regulação, adiante denominada de contas reguladas, que permita a aplicação do presente Regulamento.

2 - As contas reguladas devem obedecer às regras estabelecidas no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

3 - A ERSE, sempre que julgar conveniente, pode aprovar ou emitir normas e metodologias complementares que permitam especificar, detalhar ou clarificar as regras a que devem obedecer as contas reguladas.

4 - As normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE aplicam-se às contas do ano civil em que são publicadas e às dos anos seguintes.

5 - As contas reguladas enviadas anualmente à ERSE, de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, são aprovadas pela ERSE constituindo as contas reguladas aprovadas.

6 - As contas reguladas, enviadas à ERSE para aprovação, devem ser preparadas tomando sempre como base as contas reguladas aprovadas do ano anterior.

7 - As contas reguladas enviadas anualmente à ERSE, preenchidas de acordo com as regras estabelecidas no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE, incluem um relatório detalhado que apresente uma exposição fiel e clara do desempenho da atividade.

8 - O relatório referido no número anterior deve justificar as opções de reporte tomadas e deve permitir compreender a situação económica e financeira reportada.

9 - Sempre que aplicável, o relatório referido nos números anteriores deve justificar a repartição de custos, proveitos e ativos por atividade, bem como os pressupostos subjacentes à elaboração de todas as estimativas utilizadas na construção das demonstrações financeiras que integram as contas reguladas.

10 -A entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, a entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, o agregador de último recurso, a empresa responsável pela rede elétrica na RAA e a empresa responsável pela rede elétrica na RAM devem enviar à ERSE, no início de cada período de regulação, a designação da empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação. Caso ocorra a cessação contratual com a empresa de auditoria durante o período de regulação, deverá ser designada num prazo de 15 dias nova empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação, sendo dado conhecimento à ERSE.

Artigo 19.º

Relatório sumário das demonstrações financeiras das atividades reguladas

1 - O relatório sumário das demonstrações financeiras anuais das atividades reguladas deve incluir o balanço, demonstração de resultados e respetivas notas anexas, nos termos das Normas Complementares emitidas pela ERSE, bem como a certificação das contas reguladas efetuada pelos auditores externos a que estão obrigadas ao abrigo deste regulamento.

2 - O relatório referido no número anterior deve ser disponibilizado nas páginas da internet das empresas reguladas, até 15 de maio.

Artigo 20.º

Auditorias

1 - As auditorias de cariz económico e financeiro que suportam as contas reguladas a enviar à ERSE previstas no presente regulamento deverão garantir a execução de todos os procedimentos considerados necessários, de acordo com as Normas e as Diretrizes de Revisão/Auditoria aceites em Portugal, no quadro da legislação que regulamenta a atividade de auditoria.

2 - O relatório a emitir decorrente das auditorias mencionadas no número anterior deverá seguir os termos definidos no Guia de Aplicação Técnico nº 15 (GAT 15) elaborado pela Ordem dos Revisores Oficiais de Contas.

3 - As contas reguladas não serão consideradas para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos, caso as auditorias ou relatórios que as suportam não expressarem uma opinião profissional e independente ou tiverem escusa de opinião.

Artigo 21.º

Auditorias complementares à auditoria financeira e ações de fiscalização

1 - As entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento deverão recorrer a mecanismos de auditoria e de ações de fiscalização para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.

2 - O conteúdo e os termos de referência das auditorias e das ações de fiscalização e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela sua realização são aprovadas pela ERSE.

3 - Cabe à ERSE aprovar um plano de realização de auditorias e de ações de fiscalização, o qual deverá conter as matérias que estão sujeitas à realização de auditorias periódicas, nos termos da regulamentação específica aplicável.

4 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, sempre que o considere necessário, a ERSE pode solicitar às entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento ou por iniciativa própria, desencadear auditorias complementares às auditorias financeiras ou de ações de fiscalização realizadas pela entidade concessionária da RNT, pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pelo agregador de último recurso, pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA e pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM, no âmbito da certificação das contas reguladas do final de cada exercício económico a que se encontram obrigadas por este regulamento, fundamentando o seu pedido.

5 - Os custos com a realização das auditorias e das ações de fiscalização referidas nos números anteriores são suportados pelas empresas reguladas sempre que das conclusões destas auditorias e ações de fiscalização resultarem fundamentos que contrariem a informação financeira ou técnica enviada pelas empresas para efeitos de cálculo dos ajustamentos aos proveitos nos termos do presente regulamento ou sempre que os seus custos não respeitem critérios de razoabilidade e de proporcionalidade.

6 - Caso as auditorias complementares e as ações de fiscalização referidas no número anterior sejam promovidas pelas entidades sujeitas a regulação, estas devem recorrer a auditores externos, independentes e de reconhecida idoneidade.

7 - O resultado das auditorias e ações de fiscalização referidas nos números anteriores pode ser refletido nos proveitos permitidos referentes aos exercícios analisados ou a anos seguintes.

Artigo 22.º
Envio de informação

1 - Sem prejuízo dos prazos estipulados e da informação a enviar à ERSE de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, sempre que considere necessário, a ERSE pode:

a) Solicitar informação prevista no presente regulamento, noutros prazos.

b) Solicitar informação adicional ou complementar.

2 - A informação solicitada ao abrigo do número anterior deve ser enviada à ERSE em prazos específicos a estabelecer, caso a caso, pela ERSE.

Capítulo III

Tarifas e Preços regulados

Secção I

Disposições gerais

Artigo 23.º

Definição das Tarifas

O presente Regulamento define as seguintes tarifas:

a) Tarifas de Acesso às Redes.

b) Tarifa Social de Acesso às Redes.

c) Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.

d) Tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo.

e) Tarifas a aplicar aos Comercializadores de Último Recurso a atuar exclusivamente em BT no âmbito do fornecimento supletivo.

f) Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.

g) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

h) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.

i) Tarifa de Energia.

j) Tarifas de Uso Global do Sistema.

k) Tarifas de Uso da Rede de Transporte:

   i) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.

   ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.

l) Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte.

m) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição:

   i) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.

   ii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.

iii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

n) Tarifas de Comercialização:

i) Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.

ii) Tarifa de Comercialização em BTE.

iii) Tarifa de Comercialização em BTN.

Artigo 24.º

Fixação das tarifas

1 - As tarifas referidas no artigo anterior são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no Capítulo IV e no Capítulo V e com os procedimentos definidos no Capítulo VI.

2 - O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, a empresa responsável pela rede elétrica na RAA e a empresa responsável pela rede elétrica na RAM podem propor à ERSE tarifas e respetivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.

3 - As tarifas referidas no número anterior devem ser oferecidas de forma não discriminatória, sendo-lhe aplicáveis os demais princípios previstos no Artigo 4.º.

4 - No caso das tarifas estabelecidas ao abrigo do n.º 2 -, a correspondente redução nos proveitos não é considerada para efeitos de determinação dos ajustamentos anuais previstos no Capítulo IV.

Secção II

Estrutura do tarifário em Portugal continental

Artigo 25.º

Tarifas e proveitos

1 - As tarifas previstas no presente capítulo nos termos do Quadro 1 e do Quadro 2 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de

Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte e os custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

4 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

5 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efetuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

6 - As tarifas de Comercialização em MAT, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes devem proporcionar os proveitos a recuperar na atividade de Comercialização.

7 - A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos à gestão global do sistema e aos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

8 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos ao transporte de energia elétrica.

9 - Os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição definidos nos n.os 7 - e 8 - coincidem com os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

10 -A tarifa de Energia, a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes, deve recuperar os custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.

11 -Os comercializadores de último recurso aplicam aos fornecimentos a clientes as tarifas referidas nos n.os 4 -, 7 -, e 8 -, que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

12 -As tarifas aditivas em Portugal continental resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 4 -, 6 -,7 -, 8 - e 10 -.

13 -As tarifas de Acesso às Redes aplicam se às entregas dos operadores das redes de distribuição e resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 4 -, 7 -, e 8 -, nos termos do Artigo 28.º.

14 -As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas do operador da rede de distribuição de AT e MT aos operadores das redes distribuição exclusivamente em BT, que optem por serem faturados por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT às quantidades medidas no Posto de Transformação, resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 4 -, 7 -, e 9 -, nos termos do Artigo 29.º.

15 -Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 1 - TARIFAS E PROVEITOS DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

<table>
<tr><th colspan="2">Operador da Rede de Transporte</th><th colspan="2">Operadores das redes de distribuição</th><th>Clientes</th></tr>
<tr><th>Proveitos</th><th>Tarifas</th><th>Proveitos</th><th>Tarifas</th><th>Níveis de Tensão</th></tr>
<tr><td rowspan="2"></td><td rowspan="3">UGS^T</td><td rowspan="3">Proveitos a recuperar pela tarifa de UGS</td><td rowspan="4">UGS</td><td>MAT</td></tr>
<tr><td>AT</td></tr>
<tr><td>Proveitos Atividade de Gestão Global do Sistema</td><td>MT</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>Diferencial PRG</td><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Proveitos Atividade de Transporte de Energia Elétrica</td><td rowspan="2">URT_{MAT}</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT</td><td>URT_{MAT}</td><td>MAT</td></tr>
<tr><td rowspan="3">URT_{AT}</td><td rowspan="3">URT_{AT}</td><td>AT</td></tr>
<tr><td>MT</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td></td><td>BT</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td></td><td>URD_{AT}</td><td>AT</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td colspan="2">Operador da Rede de Transporte</td><td colspan="2">Operadores das redes de distribuição</td><td>Clientes</td></tr>
<tr><td>Proveitos</td><td>Tarifas</td><td>Proveitos</td><td>Tarifas</td><td>Níveis de Tensão</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="5"></td><td rowspan="5">Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica</td><td rowspan="2"></td><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="2">URD_{MT}</td><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td>URD_{BT}</td><td>BT</td></tr>
</table>

QUADRO 2 - TARIFAS E PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

<table>
<tr><td colspan="2">Comercializadores de último recurso</td><td>Clientes</td></tr>
<tr><td>Proveitos</td><td>Tarifas</td><td>Níveis de Tensão</td></tr>
<tr><td rowspan="5">Proveitos Atividade de Compra e Venda e Acesso às Redes de Transporte e Distribuição</td><td>$UGS + URT_{MAT}$</td><td>MAT</td></tr>
<tr><td>$UGS + URT_{AT} + URD_{AT}$</td><td>AT</td></tr>
<tr><td>$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT}$</td><td>MT</td></tr>
<tr><td>$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$</td><td>BT > 41,4 kW</td></tr>
<tr><td>$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$</td><td>BT ≤ 41,4 kVA</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Proveitos Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica</td><td rowspan="4">E</td><td>MAT</td></tr>
<tr><td>AT</td></tr>
<tr><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Proveitos Atividade de Comercialização</td><td>C_{NT}</td><td>MAT, AT e MT</td></tr>
<tr><td>C_{BTE}</td><td>BT > 41,4 kW</td></tr>
<tr><td>C_{BTN}</td><td>BT ≤ 41,4 kVA</td></tr>
</table>

Legenda:

E Tarifa de Energia

UGS^T	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
Diferencial PRG	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 26.º

Tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os comercializadores de último recurso aplicam as seguintes tarifas:

a) Tarifa Social de Venda a Clientes Finais.

b) Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.

c) Tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo.

d) Tarifas a aplicar aos Comercializadores de Último Recurso a atuar exclusivamente em BT no âmbito do fornecimento supletivo.

2 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais é aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis, definidos nos termos da legislação aplicável.

3 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais é calculada nos termos do Artigo 69.º.

4 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN decorrem da aplicação do mecanismo de convergência previsto no Artigo 189.º às tarifas aditivas definidas no n.º 12 - do Artigo 25.º.

5 - As tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

6 - A tarifa a aplicar aos Comercializadores de Último Recurso a atuar exclusivamente em BT no âmbito do fornecimento supletivo resulta da adição das tarifas de Energia, de Acesso às Redes aplicável aos Operadores das Redes de Distribuição exclusivamente em BT e de Comercialização.

Artigo 27.º

Tarifas a aplicar pelo agregador de último recurso

1 - O agregador de último recurso aplica as tarifas de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na rede elétrica de serviço público, nos termos legalmente definidos.

2 - As tarifas de referência são calculadas nos termos do Artigo 107.º e do Artigo 197.º .

Artigo 28.º

Tarifas a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição

1 - Os clientes ligados às redes do Sistema Público têm direito ao acesso e uso da RNT e das redes de distribuição em AT, MT e BT, nos termos do estabelecido no RARI.

2 - Às entregas dos operadores das redes de distribuição aplicam se as tarifas de Acesso às Redes.

3 - As tarifas de Acesso às Redes resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis pelos operadores das redes de distribuição, conforme estabelecido no Quadro 3.

QUADRO 3 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Tarifas por Atividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
UGS	X	X	X	X	X
URT_{MAT}	X	-	-	-	-
URT_{AT}	-	X	X	X	X
URD_{AT}	-	X	X	X	X
URD_{MT}	-	-	X	X	X
URD_{BT}	-	-	-	X	X

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Artigo 29.º

Tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT

1 - Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT devem pagar ao operador da rede de distribuição em MT e AT as seguintes parcelas:

a) Parcela relativa às entregas a clientes em BT de comercializadores em regime de mercado ou clientes em BT que sejam agentes de mercado na área geográfica do operador de rede que assegura entregas exclusivamente em BT.

b) Parcela relativa às entregas aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT.

2 - A parcela referida na alínea a) do número anterior resulta da diferença entre a faturação obtida por aplicação da tarifa de Acesso às Redes em BT e a faturação resultante da aplicação da

tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT.

3 - A parcela referida na alínea b) do n.º 1 - resulta da diferença entre a faturação obtida por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN e a faturação resultante da aplicação das tarifas de Energia, Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT.

4 - Em alternativa à modalidade de faturação estabelecida no 1 -, os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT podem optar por serem faturados por aplicação da tarifa de Acesso às Redes a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, às quantidades medidas no Posto de Transformação, considerando os seguintes ajustamentos:

a) As quantidades medidas no Posto de Transformação são descontadas das entregas a clientes em BT de outros comercializadores em regime de mercado, ajustadas para perdas na rede de BT e após aplicação do respetivo perfil de consumo.

b) As quantidades medidas no Posto de Transformação são adicionadas da energia elétrica adquirida a produtores na rede de BT, incluindo excedentes de autoconsumo, após aplicação dos respetivos perfis de produção.

5 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT que optem por serem faturados pela modalidade de faturação prevista no 4 -, resultam da adição da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às entregas em BT ajustada para perdas até à saída da rede de MT, das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição em AT convertidas para MT e da tarifa de uso da rede de distribuição em MT.

6 - As tarifas de Acesso às Redes referidas do número anterior podem ser diferenciadas por tipo de operador de rede em função das suas entregas em BT.

7 - A energia reativa medida nos pontos de entrega da rede de distribuição em MT e AT à rede do operador da rede de distribuição que assegura entregas exclusivamente em BT não é objeto de faturação.

Artigo 30.º

Tarifas a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

1 - A tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte é aplicada às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

2 - A tarifa referida no número anterior é composta por duas parcelas:

a) Tarifa de Uso Global do Sistema.

b) Tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte, referidas na alínea b) do número anterior, são as seguintes:

a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, para as entregas em MAT.

b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, para as restantes entregas.

Artigo 31.º

Estrutura geral das tarifas

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas definidas na presente Secção são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.

d) Preços da energia ativa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reativa capacitiva e indutiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

a) Nível de tensão.

b) Período tarifário.

Artigo 32.º

Estrutura geral das tarifas reguladas por atividade

A estrutura geral dos preços que compõem as tarifas por atividade estabelecidas no presente capítulo é a constante do Quadro 4.

QUADRO 4 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

Tarifas por Atividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
E	-	-	X	X	X	X	-	-	-
UGS	X	X	X	X	X	X	-	-	-
URT_{MAT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URT_{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD_{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD_{MT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD_{BT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
C_{NT}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C_{BTE}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C_{BTN}	-	-	X	X	X	X	-	-	X

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
TF	Preço do termo tarifário fixo

Artigo 33.º

Estrutura geral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

1 - A estrutura geral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso é coincidente com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, apresentada no Quadro 4 do Artigo 32.º, após a sua conversão para o respetivo nível de tensão de fornecimento.

2 - Nos fornecimentos em BTN, os preços das tarifas por atividade são agregados conforme apresentado no Quadro 5.

QUADRO 5 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
BTN (3)	3	UGS URD_{BT}	-	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTN}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTN}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTN}		-	-	C_{BTN}
BTN (2)	2	UGS URD_{BT}	-	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTN}		E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTN}		-	-	C_{BTN}
BTN (1)	1	UGS URD_{BT}	-	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTN}				-	-	C_{BTN}

Legenda:

(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias

TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
TF	Preço do termo tarifário fixo
E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 34.º

Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo

1 - A estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo é coincidente com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, apresentada no Quadro 4 do Artigo 32.º, após a sua conversão para o respetivo nível de tensão de fornecimento.

2 - Nos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, os preços das tarifas por atividade são agregados conforme apresentado no Quadro 6.

QUADRO 6 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
MAT	4	UGS URT_{MAT}	URT_{MAT}	E UGS URT_{MAT} C_{NT}	E UGS URT_{MAT} C_{NT}	E UGS URT_{MAT} C_{NT}	E UGS URT_{MAT} C_{NT}	URT_{MAT}	URT_{MAT}	C_{NT}
AT	4	UGS URD_{AT}	URT_{AT} URD_{AT}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} C_{NT}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} C_{NT}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} C_{NT}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} C_{NT}	URD_{AT}	URD_{AT}	C_{NT}
MT	4	UGS URD_{MT}	URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} C_{NT}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} C_{NT}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} C_{NT}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} C_{NT}	URD_{MT}	URD_{MT}	C_{NT}
BTE	4	UGS URD_{BT}	URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTE}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTE}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTE}	E UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT} C_{BTE}	URD_{BT}	URD_{BT}	C_{BTE}

Legenda:

TPc Preço de potência contratada

TPp Preço de potência em horas de ponta

TWp Preço da energia ativa em horas de ponta

TWc Preço da energia ativa em horas cheias

TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
TF	Preço do termo tarifário fixo
E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE

Artigo 35.º

Estrutura geral das Tarifas de Acesso às Redes

1 - A estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição em cada nível de tensão é a constante do Quadro 7, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, apresentada no Quadro 3 do Artigo 28.º, no Artigo 29.º, e no Quadro 4 do Artigo 32.º, após a sua conversão para o respetivo nível de tensão de entrega.

2 - Nas entregas em BT dos operadores das redes de distribuição os preços das tarifas por atividade são agregados conforme apresentado no Quadro 7.

QUADRO 7 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas							
Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri
MAT	UGS URT_{MAT}	URT_{MAT} UGS	URT_{MAT} UGS	URT_{MAT} UGS	URT_{MAT} UGS	URT_{MAT} UGS	URT_{MAT}	URT_{MAT}
AT	UGS URD_{AT}	UGS URT_{AT} URD_{AT}	UGS URT_{AT} URD_{AT}	UGS URT_{AT} URD_{AT}	UGS URT_{AT} URD_{AT}	UGS URT_{AT} URD_{AT}	URD_{AT}	URD_{AT}
MT	UGS URD_{MT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT}	URD_{MT}	URD_{MT}
BTE	UGS URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	URD_{BT}	URD_{BT}
BTN (3)	UGS URD_{BT}	-	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}		-	-

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas							
Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri
BTN (2)	UGS URD_{BT}	-	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}		UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}		-	-
BTN (1)	UGS URD_{BT}	-	UGS URT_{AT} URD_{AT} URD_{MT} URD_{BT}				-	-

Legenda:

(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Artigo 36.º

Períodos tarifários

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

a) Períodos trimestrais.

b) Períodos horários.

c) Épocas.

2 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia elétrica:

a) Período I .....de 1 de janeiro a 31 de março.

b) Período II .....de 1 de abril a 30 de junho.

c) Período III .....de 1 de julho a 30 de setembro.

d) Período IV .....de 1 de outubro a 31 de dezembro.

3 - Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia elétrica:

a) Horas de ponta.

b) Horas cheias.

c) Horas de vazio normal.

d) Horas de super vazio.

4 - Consideram-se as seguintes épocas de entrega de energia elétrica:

a) Época Alta.

b) Época Média.

c) Época Baixa.

5 - O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

6 - O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

7 - A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 - é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e, com o ciclo diário, e com o ciclo semanal por épocas definidos no Quadro 8.1, Quadro 8.2 e Quadro 8.3.

8 - Para os clientes em MT, AT e MAT com ciclo semanal consideram-se nos feriados nacionais os períodos horários aplicáveis nos domingos.

9 - Para os clientes em MT, AT e MAT com ciclo semanal por épocas consideram-se nos feriados nacionais os períodos horários aplicáveis nos sábados e domingos.

QUADRO 8 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

QUADRO 8.1 - CICLO SEMANAL:

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

QUADRO 8.2 - CICLO DIÁRIO:

Hora legal de inverno	Hora legal de verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia

Hora legal de inverno	Hora legal de verão
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

QUADRO 8.3 - CICLO SEMANAL POR ÉPOCAS:

Época Alta, Época Média	Época Baixa
Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia	Segunda a Sexta-feira Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia
Sábados e Domingos Cheias: 3 h / dia Vazio normal: 17 h / dia Super vazio: 4 h / dia	Sábados e Domingos Cheias: 3 h / dia Vazio normal: 17 h / dia Super vazio: 4 h / dia

Artigo 37.º

Áreas de Rede

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se as seguintes áreas de rede em Portugal continental:

a) Área de Rede A.

b) Área de Rede B.

c) Área de Rede C.

2 - A entidade concessionária da RND, em articulação com a entidade concessionária da RNT, deve apresentar à ERSE um manual que permita atribuir cada ponto de entrega da RNT e da RND a uma das três áreas de rede do número anterior, tendo em conta critérios objetivos para os padrões de utilização dominantes e a continuidade territorial, sendo revisto sempre que se justifique.

3 - O manual referido no número anterior é aprovado pela ERSE.

Secção III

Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Artigo 38.º

Tarifas e proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAA

1 - As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 9 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efetuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

4 - As tarifas de Comercialização em MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA.

5 - A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.

6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.

7 - Os custos com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, por decisão da ERSE, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os

interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional.

9 - As tarifas aditivas da RAA resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 2 -, 4 -, 5 - e 6 -.

10 -As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aplicam-se aos clientes e decorrem da aplicação do mecanismo de convergência previsto no Artigo 192.º.

11 -Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 9 - TARIFAS E PROVEITOS DA EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA RAA

<table>
<tr><td colspan="3">Empresa responsável pela rede elétrica na RAA</td><td>Clientes</td></tr>
<tr><td>Proveitos</td><td>Custos convergência tarifária</td><td>Tarifas</td><td>Níveis de Tensão</td></tr>
<tr><td rowspan="5">Proveitos Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA</td><td rowspan="4">SA_{AGS}</td><td rowspan="2">E</td><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td rowspan="2">UGS + URT_{AT}</td><td>MT</td></tr>
<tr><td>BT</td></tr>
<tr><td>$SRAA_{AGS}$</td><td colspan="2">Incluído nas TVCF</td><td>MT e BT</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA</td><td rowspan="2">SA_D</td><td>URD_{AT} + URD_{MT}</td><td>MT</td></tr>
<tr><td>URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}</td><td>BT</td></tr>
<tr><td>$SRAA_D$</td><td colspan="2">Incluído nas TVCF</td><td>MT e BT</td></tr>
<tr><td rowspan="4">Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA</td><td rowspan="3">SA_C</td><td>C_{NT}</td><td>MT</td></tr>
<tr><td>C_{BTE}</td><td>BT > 41,4 kW</td></tr>
<tr><td>C_{BTN}</td><td>BT ≤ 41,4 kVA</td></tr>
<tr><td>$SRAA_C$</td><td colspan="2">Incluído nas TVCF</td><td>MT e BT</td></tr>
</table>

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SA_{AGS}	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA_D	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA_C	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
$SRAA_{AGS}$	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema
$SRAA_D$	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica
$SRAA_C$	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica

Artigo 39.º

Tarifas e proveitos da entidade concessionária da empresa responsável pela rede elétrica na RAM

1 - As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 10 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efetuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

4 - As tarifas de Comercialização em MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM.

5 - A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.

6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.

7 - Os custos com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, por decisão da ERSE, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional.

9 - As tarifas aditivas da RAM resultam da adição das tarifas referidas nos n.os 2 -, 4 -, 5 - e 6 -.

10 -As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aplicam-se aos clientes e decorrem da aplicação do mecanismo de convergência previsto no Artigo 195.º.

11 -Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 10 – TARIFAS E PROVEITOS DA EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA RAM

Empresa responsável pela rede elétrica na RAM			Clientes
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão
		E	MT

Empresa responsável pela rede elétrica na RAM			Clientes
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM			BT
	SM_{AGS}	$UGS + URT_{AT}$	MT
			BT
	$SRAM_{AGS}$	Incluído nas TVCF	MT, e BT
Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM	SM_D	$URD_{AT} + URD_{MT}+$	MT
		$URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT}$	BT
	$SRAM_D$	Incluído nas TVCF	MT, e BT
Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM	SM_C	C_{NT}	MT
		C_{BTE}	BT > 41,4 kW
		C_{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA
	$SRAM_C$	Incluído nas TVCF	MT, e BT

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SM_{AGS}	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM_D	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental

SM_C	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
$SRAM_{AGS}$	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema
$SRAM_D$	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica
$SRAM_C$	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica

Artigo 40.º

Tarifas a aplicar aos clientes

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM aplicam-se aos clientes.

2 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VII do Capítulo V, aplicável à RAA, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são idênticos aos preços das tarifas aditivas da RAA.

3 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V, aplicável à RAM, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são idênticos aos preços das tarifas aditivas da RAM.

Artigo 41.º

Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.

d) Preços da energia ativa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reativa capacitiva e indutiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

a) Nível de tensão.

b) Período tarifário.

Artigo 42.º

Períodos tarifários aplicáveis na RAA e na RAM

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

a) Períodos trimestrais.

b) Períodos horários.

2 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia elétrica:

a) Período I .....de 1 de janeiro a 31 de março.

b) Período II .....de 1 de abril a 30 de junho.

c) Período III .....de 1 de julho a 30 de setembro.

d) Período IV .....de 1 de outubro a 31 de dezembro.

3 - Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia elétrica:

a) Horas de ponta.

b) Horas cheias.

c) Horas de vazio normal.

d) Horas de super vazio.

4 - O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

5 - O período horário de vazio, aplicável às tarifas com dois e três períodos horários, engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

6 - A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 - é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e com o ciclo diário.

7 - A duração dos períodos horários do ciclo semanal, aplicável aos clientes em BTN, e do ciclo diário é definida no Quadro 11.1 e no Quadro 11.2.

QUADRO 11 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS NA RAA E NA RAM

QUADRO 11.1 – CICLO SEMANAL:

Ciclo semanal em BTN na RAA e na RAM	
Aplicável de junho a outubro, inclusive	Aplicável de novembro a maio, inclusive
Segunda a Sexta-feira	Segunda a Sexta-feira
Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio: 7 h / dia	Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio: 7 h / dia
Sábados	Sábados
Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia	Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia
Domingos	Domingos
Vazio: 24 h / dia	Vazio: 24 h / dia

QUADRO 11.2 – CICLO DIÁRIO:

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

Secção IV

Variáveis de faturação

Artigo 43.º

Variáveis para aplicação das tarifas

As variáveis a medir ou a determinar para efeitos da aplicação das tarifas são as seguintes:

a) Termo tarifário fixo;

b) Potência contratada;

c) Potência em horas de ponta;

d) Energia ativa;

e) Energia reativa.

Artigo 44.º

Potência contratada

1 - A potência contratada é a potência que os operadores das redes colocam à disposição no ponto de entrega.

2 - O valor da potência contratada nos pontos de entrega em MAT, AT, MT e BTE é atualizado para a máxima potência tomada, registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.

3 - A potência tomada é o maior valor da potência ativa média, registado em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

4 - A potência contratada nos pontos de entrega em BTN é a potência aparente colocada à disposição do cliente, nos termos previstos pelo RRC.

5 - O valor da potência contratada nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública em BTN, corresponde à potência tomada do mês a que a fatura respeita.

Artigo 45.º

Potência em horas de ponta

1 - A potência em horas de ponta (Pp) é a potência ativa média calculada de acordo com a fórmula seguinte:

$$Pp = \frac{Ep}{Hp} \qquad (1)$$

em que:

Ep	Energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita
Hp	Número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

2 - No caso da opção tarifária referida no Artigo 53.º, a variável potência em horas de ponta é calculada separadamente para as horas de ponta de cada época presente no intervalo de tempo a que a fatura respeita.

Artigo 46.º

Energia ativa

A energia ativa é objeto de medição nos pontos de medição nos termos do RRC.

Artigo 47.º

Energia reativa

1 - A energia reativa é objeto de faturação nas entregas dos operadores de rede a clientes em MAT, AT, MT e BTE, bem como nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição.

2 - A energia reativa consumida designa-se de indutiva e a fornecida à rede designa-se de capacitiva.

3 - A faturação de energia reativa pelo operador de rede de transporte ou distribuição só tem lugar após decorridos oito meses de consumo de energia elétrica, nas seguintes situações:

a) Instalações novas;

b) Quando solicitado pelo cliente, após uma variação da potência contratada da instalação de, pelo menos, 50%.

4 - Os pontos de entrega do operador da rede de distribuição em MT aos operadores de rede de distribuição em BT não são objeto de faturação de energia reativa.

5 - Os períodos de integração das entregas de energia reativa, para aplicação das regras de faturação são os seguintes:

a) Diário, para os pontos de entrega do operador da rede transporte ao operador da rede de distribuição, em Portugal continental;

b) Diário, para os pontos de entrega a clientes em MAT, AT, MT e BTE em Portugal continental;

c) Igual ao período de faturação, para os pontos de entrega a clientes em AT e MT nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

6 - A faturação dos encargos de energia reativa relativos ao uso da rede de distribuição é efetuada de acordo com as regras aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta conjunta dos operadores das redes de distribuição.

Artigo 48.º

Faturação de energia reativa indutiva nos pontos de entrega das redes de transporte e distribuição

1 - A energia reativa indutiva medida nas horas fora de vazio em cada período de integração que exceda 30% da energia ativa consumida no mesmo período é objeto de faturação.

2 - O preço aplicável à energia reativa indutiva medida nas horas fora de vazio é variável por escalões, em função da energia reativa indutiva medida em cada período de integração, em percentagem da energia ativa medida no mesmo período, considerando os seguintes valores da tgϕ:

a) Superior ou igual a 30% e inferior a 40%;

b) Superior ou igual a 40% e inferior a 50%;

c) Superior ou igual a 50%.

3 - O preço da energia reativa indutiva nas horas fora de vazio aplicável em cada escalão de energia reativa indutiva é obtido através da aplicação de um fator multiplicativo a um preço de referência de energia reativa indutiva.

4 - O preço da energia reativa indutiva nas horas fora de vazio em cada escalão, é aplicado à energia reativa a faturar no respetivo escalão.

5 - O preço de referência da energia reativa indutiva nas horas fora de vazio, bem como os fatores multiplicativos referidos no n.º 3 -, são aprovados anualmente pela ERSE.

Artigo 49.º

Faturação de energia reativa capacitiva nos pontos de entrega das redes de transporte e distribuição

1 - A energia reativa capacitiva medida em cada período de integração nas horas de vazio pode ser objeto de faturação.

2 - Os critérios seguidos pelos operadores de rede na faturação de energia reativa capacitiva em horas de vazio devem ser objetivos e tornados públicos na respetiva página na Internet ou através de outras formas de divulgação igualmente eficazes.

Artigo 50.º

Regras específicas aplicáveis à faturação de energia reativa nos pontos de entrega da rede de transporte à rede de distribuição

1 - Os pontos de entrega a acordar entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT, que configuram malhas elétricas entre mais do que um ponto de entrega da rede de transporte à rede de distribuição permitindo a circulação de energia reativa, podem ser agregados para efeitos de faturação da energia reativa.

2 - Os operadores de rede devem enviar à ERSE, para conhecimento, um exemplar dos acordos celebrados nos termos do número anterior.

Secção V

Tarifas de Acesso às Redes

Artigo 51.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Acesso às Redes que devem proporcionar os seguintes proveitos:

a) Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

b) Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

2 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso das Redes de Distribuição.

Artigo 52.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE

1 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.

b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.

c) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

d) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa das entregas em MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 36.º.

3 - Os preços da energia ativa das entregas em BTE são discriminados em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário estabelecido no Quadro 8.1 e Quadro 8.2 no Artigo 36.º, respetivamente.

4 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

a) Preços da energia reativa indutiva.

b) Preços da energia reativa capacitiva.

5 - Os preços da energia reativa indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias ativa e reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Artigo 53.º

Estrutura da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT

1 - A estrutura da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT é igual à estrutura geral apresentada no Artigo 52.º, com exceção das regras definidas nos números seguintes.

2 - Os preços da opção tarifária prevista neste artigo são iguais aos preços da tarifa de Acesso às Redes, na estrutura geral, com exceção do preço de potência em horas de ponta, que apresenta uma diferenciação por época, nos termos do n.º 3 - do Artigo 36.º.

3 - Os preços da energia ativa das entregas em MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal por épocas estabelecido no Quadro 8.3 do Artigo 36.º, o qual apresenta diferenciação por época.

4 - A diferenciação por época, referida nos números anteriores, depende da área de rede em que ocorre o ponto de ligação à rede, nos termos do Artigo 37.º.

5 - A adesão voluntária pelos clientes em MAT, AT e MT a esta opção tarifária obriga a uma permanência mínima até ao momento em que o cliente tenha concluído a totalidade da Época Alta nos últimos doze meses.

Artigo 54.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN

1 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 12, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - Para efeitos da alínea a) do 1 -, nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública dotados de telecontagem, os preços de potência contratada são definidos em Euros por kW, por dia.

4 - Os preços da energia ativa em BTN, para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, são discriminados em três períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário estabelecidos no Quadro 8.1 e no Quadro 8.2 do Artigo 36.º, respetivamente.

5 - Nas opções tarifárias de acesso às redes, aplicáveis a fornecimentos com potência contratada até 20,7 kVA, a obrigação de permanência por 12 meses, prevista no artigo 51.º do RRC, apenas é aplicável ao ciclo de contagem.

6 - Os preços de energia ativa em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo

diário estabelecidos no Quadro 8.1 e no Quadro 8.2 do Artigo 36.º, respetivamente, ou não apresentam diferenciação horária.

7 - Na sequência do estudo a que se refere o Artigo 61.º, a ERSE pode determinar que os preços de energia ativa em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, a aplicar a instalações participantes em autoconsumo através da RESP, são discriminados em três períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário estabelecidos no Quadro 8.1 e no Quadro 8.2 do Artigo 36.º, respetivamente.

8 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

QUADRO 12 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
BTN ≤ 20,7 kVA	
Tarifa Simples	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-horária	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
BTN > 20,7 kVA	27,6 - 34,5 - 41,4

Artigo 55.º

Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto do cliente eletrointensivo

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto do cliente eletrointensivo resultam das tarifas de Acesso às Redes deduzidas de parte ou do total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica.

Artigo 56.º

Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento

1 - Os produtores hidroelétricos que necessitem de adquirir energia elétrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção estão isentos do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem.

2 - As instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a centro eletroprodutor, e que não participem em autoconsumo, estão isentas do pagamento de tarifas de Acesso às Redes, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP.

3 - A isenção referida nos números anteriores vigora até ao final de 2029.

4 - As instalações de armazenamento estão isentas do pagamento de encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica.

Subsecção I

Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica

Artigo 57.º

Objeto

1 - A presente Subsecção estabelece as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica aplicáveis às entregas aos utilizadores de veículos elétricos.

2 - As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica são as seguintes:

a) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT;

b) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT;

c) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT;

d) Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT.

3 - A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica referida na alínea a) do número anterior resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN.

4 - A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica referida na alínea b) do n.º 2 - resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

5 - A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica referida na alínea c) do n.º 2 - resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT e da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.

6 - A tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica referida na alínea d) do n.º 2 - resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.

Artigo 58.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica

1 - As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh.

2 - Os períodos horários aplicáveis às tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica são definidos anualmente pela ERSE, no âmbito do processo de aprovação de tarifas e preços de energia elétrica.

3 - Nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, em MT e em AT são convertidos para preços de energia ativa por período horário, em euros por kWh.

4 - Os preços de potência contratada são convertidos em preços de energia diferenciados por período horário, em função da utilização das redes.

5 - A faturação das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica considera as quantidades de energia ativa determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.

Subsecção II

Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

Artigo 59.º

Objeto

A presente Subsecção estabelece as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP, incluindo ao autoconsumo coletivo que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica.

Artigo 60.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

1 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW por dia;

b) Preços de energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços mencionados no número anterior são discriminados de acordo com os n.os 2 - e 3 - do Artigo 52.º.

3 - Nas entregas em MAT, AT e MT, caso se opte pela opção tarifária estabelecida no Artigo 53.º, os preços mencionados no n.º 1 - são discriminados de acordo com os n.os 2 - a 4 - do Artigo 53.º.

4 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas por preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

5 - Os preços mencionados no número anterior são discriminados de acordo com os n.os 4 -, 6 - e 7 - do Artigo 54.º.

6 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP são aplicadas no referencial da instalação de consumo participante em autoconsumo.

7 - O nível de tensão e o ciclo de contagem a considerar nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP coincidem com os das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo fornecido à instalação de consumo participante em autoconsumo, por um comercializador.

8 - Os períodos tarifários a considerar nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP coincidem com os das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo fornecido à instalação de consumo participante em autoconsumo, por um comercializador.

Artigo 61.º

Opções tarifárias em BTN para instalações participantes em autoconsumo através da RESP

1 - Quando o número e a dimensão dos projetos de autoconsumo através da RESP o justifique, a ERSE desenvolve estudo de análise de impacte da utilização das redes pelo autoconsumo através da RESP.

2 - Caso o estudo referido no número anterior demonstre que há benefício em os períodos horários das tarifas de Acesso às Redes referidas no presente artigo corresponderem aos da opção tri-horária, a ERSE pode determinar a imperatividade de:

a) Os períodos horários a considerar nas tarifas de Acesso às Redes em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, a aplicar ao consumo de instalações de produção, de consumo ou de armazenamento, participantes em autoconsumo através da RESP, corresponderem aos da opção tri-horária.

b) Os períodos tarifários a considerar nas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, corresponderem aos da opção tri-horária.

3 - Nos casos previstos das alíneas a) e b) do número anterior, os preços de energia ativa são discriminados em três períodos horários, de acordo com o previsto no n.º 7 - do Artigo 54.º.

Artigo 62.º

Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP

1 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidas das tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da instalação de produção de eletricidade para autoconsumo.

2 - A ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP, para montante do nível de tensão de ligação da instalação de produção de eletricidade para autoconsumo, é considerada

para efeitos das tarifas de Acesso às Redes através de um fator, que varia entre 0 e 1, aplicado à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante.

3 - A entidade concessionária da RND deve apresentar uma proposta com os critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo referida no número anterior, a aprovar pela ERSE.

4 - O fator referido no n.º 2 - é determinado anualmente pela ERSE, com base, nomeadamente, nos estudos de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes, estabelecido no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, suportado pelos critérios previstos no número anterior.

5 - Às tarifas de Acesso às Redes determinadas nos termos dos números anteriores podem ser deduzidos encargos correspondentes aos CIEG do seguinte modo:

a) Nos termos da decisão do membro do Governo responsável pela área da energia prevista no n.º 4 do artigo 212.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente;

b) Na ausência de decisão do membro do Governo responsável pela área da energia, não se efetua qualquer dedução de encargos correspondentes aos CIEG.

6 - No caso de instalações com estatuto do cliente eletrointensivo participantes em autoconsumo, a dedução referida no número anterior corresponde à dedução total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica.

7 - No caso de instalações de armazenamento participantes em autoconsumo, a dedução referida no n.º 5 - corresponde à dedução total dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, conforme estabelecido em legislação específica.

8 - As instalações de armazenamento participantes em autoconsumo, ligadas diretamente à RESP, estão isentas do pagamento de tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.

9 - A isenção referida no número anterior vigora até ao final do ano de 2029.

10 -Nas situações em que a ligação da instalação de produção de eletricidade para autoconsumo se encontre num nível de tensão a jusante do nível de tensão de ligação da instalação de consumo participante em autoconsumo, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através

da RESP correspondem às determinadas para a situação em que o nível de tensão de ligação da instalação de produção para autoconsumo é idêntico ao da instalação de consumo participante em autoconsumo, sem ocorrência de inversão de fluxo entre níveis de tensão.

Secção VI

Tarifa Social aplicável a clientes economicamente vulneráveis

Artigo 63.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis, nos termos da legislação aplicável.

2 - A tarifa Social de Acesso às Redes é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN.

3 - O valor do desconto referido no número anterior é aplicado preferencialmente no termo de potência contratada, incentivando uma utilização racional da energia elétrica, sendo igual em €/kVA em todos os escalões de potência e opções tarifárias, sem prejuízo do disposto no n.º 4 -.

4 - O disposto no número anterior não obsta à aplicação do desconto no termo da energia, em resultado da aplicação do mecanismo estabelecido no Artigo 189.º.

Artigo 64.º

Estrutura geral das tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis em BTN

1 - As tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada até 6,9 kVA.

3 - As opções tarifárias da tarifa Social de Acesso às Redes coincidem com as da tarifa de Acesso às Redes.

Secção VII

Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

Artigo 65.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e as tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, que devem proporcionar os seguintes proveitos:

a) Proveitos a recuperar relativos ao uso global do sistema, ao uso da rede de transporte e ao uso da rede de distribuição, que coincidem com os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

b) Proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica e de Comercialização.

2 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso e as tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo resultam da adição das tarifas de Energia, de Acesso às Redes e de Comercialização, nos termos do Artigo 26.º.

Artigo 66.º

Opções tarifárias

1 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN apresentam as opções tarifárias indicadas no Quadro 13.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos, no Quadro 13, valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BTN, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efetua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

5 - As opções tarifárias aplicáveis pelo Comercializador de Último Recurso, no âmbito do fornecimento supletivo nos restantes níveis de tensão, são publicadas anualmente pela ERSE.

QUADRO 13 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Ativa	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1
	Tarifa Bi-horária	1,15 a 20,7 kVA	a	x	2
	Tarifa Tri-horária	1,15 a 20,7 kVA	a	x	3
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	x	3
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	x	3
	Tarifa Sazonal Simples	3,45 a 20,7 kVA	a	-	1
	Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	x	2
	Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 a 41,4 kVA	a	x	3

Notas

(1) – a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência

(2) – - Preços sem diferenciação trimestral

x Preços com diferenciação trimestral

(3) – 1 Sem diferenciação horária

2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio

3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

Artigo 67.º

Estrutura geral das opções tarifárias

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 14, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - Para efeitos da alínea a) do n.º 1 -, nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública, dotados de telecontagem, os preços de potência contratada são definidos em Euros por kW por dia.

4 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária.

5 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia ativa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário estabelecidos no Quadro 8.1 e Quadro 8.2 no Artigo 36.º, respetivamente.

6 - Nas opções tarifárias em BTN, onde existem três ou dois períodos horários, os preços da energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais de acordo com o estabelecido no n.º 2 - do Artigo 36.º.

7 - A potência contratada e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

8 - Nos restantes níveis de tensão, no âmbito do fornecimento supletivo, as variáveis de faturação das opções tarifárias são idênticas às das tarifas de Acesso às Redes estabelecidas no n.º 1 - do Artigo 52.º.

QUADRO 14 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Simples	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-horária	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa de Médias Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa de Longas Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Tri-horária	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Simples	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7

Secção VIII

Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis

Artigo 68.º

Objeto

1 - A presente secção estabelece as tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis, nos termos da legislação aplicável.

2 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Venda a Clientes Finais.

3 - As tarifas de Venda a Clientes Finais referida no número anterior resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

4 - O desconto aplicável às opções da tarifa Social de Venda a Clientes Finais coincide com o desconto calculado para a tarifa Social de Acesso às Redes, nos termos do Artigo 63.º.

Artigo 69.º

Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais

1 - As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada até 6,9 kVA.

3 - As opções tarifárias da tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso são coincidentes com as da tarifa de Acesso às Redes.

Secção IX

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 70.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, que asseguram a observância do princípio da uniformidade tarifária na RAA.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são aplicadas pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

Artigo 71.º

Opções tarifárias

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 15.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 15 valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efetua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.

5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

QUADRO 15 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Termo Tarifário Fixo (1)	Potência (2)	Energia Ativa		Energia Reativa (5)	
					Períodos Trimestrais (3)	N.º Períodos Horários (4)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	-	x	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	1,15 a 20,7 kVA	-	x	x	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	1,15 a 41,4 kVA	-	x	x	3	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tetra-horária	> 41,4 kW	x	x	x	4	x	x
Média Tensão	Tarifa Tetra-horária	-	x	x	x	4	x	x

Notas:

(1) – - Não aplicável

x Existência de preço do termo tarifário fixo

(2) – x Existência de preços de potência

(3) – - Preços sem diferenciação trimestral

x Preços com diferenciação trimestral

(4) – 1 Sem diferenciação horária

2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio

3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio

(5) – - Não aplicável

x Existência de preço correspondente

Artigo 72.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

1 - As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.

d) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa nas opções tarifárias de MT e BTE são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

3 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

a) Preços da energia reativa indutiva.

b) Preços da energia reativa capacitiva.

4 - Os preços da energia reativa indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VII do Capítulo V.

5 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias ativa e reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Artigo 73.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definido em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 16, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - Para efeitos da alínea a) do n.º 1 -, nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública, dotados de telecontagem, os preços de potência contratada são definidos em Euros por kW por dia.

4 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária.

5 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia ativa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

6 - Nas opções tarifárias em BTN, onde existem três ou dois períodos horários, os preços da energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais de acordo com o estabelecido no n.º 2 - do Artigo 42.º.

7 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

QUADRO 16 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Simples	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Bi-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7 – 27,6 – 34,5 – 41,4

Secção X

Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis na RAA

Artigo 74.º

Objeto

1 - A presente secção estabelece as tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis, nos termos da legislação aplicável.

2 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais da RAA é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA em BTN.

3 - O desconto aplicável às opções da tarifa Social de Venda a Clientes Finais coincide com o desconto calculado para a tarifa Social de Acesso às Redes, nos termos do Artigo 63.º.

Artigo 75.º

Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA

1 - As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada até 6,9 kVA.

3 - As opções tarifárias da tarifa Social de Venda a Clientes Finais da RAA são coincidentes com as da tarifa de venda a clientes finais da RAA.

Secção XI

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 76.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, que asseguram a observância do princípio da uniformidade tarifária na RAM.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são aplicadas pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

Artigo 77.º

Opções tarifárias

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 17.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 17 valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efetua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.

5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

QUADRO 17 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Termo Tarifário Fixo (1)	Potência (2)	Energia Ativa		Energia Reativa (5)	
					Períodos Trimestrais (3)	N.º Períodos Horários (4)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	-	x	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	1,15 a 20,7 kVA	-	x	x	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	1,15 a 41,4 kVA	-	x	x	3	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tetra-horária	> 41,4 kW	x	x	x	4	x	x
Média Tensão	Tarifa Tetra-horária	-	x	x	x	4	x	x

Notas:

(1) – - Não aplicável

x Existência de preço do termo tarifário fixo

(2) – x Existência de preços de potência

(3) – - Preços sem diferenciação trimestral

x Preços com diferenciação trimestral

(4) – 1 Sem diferenciação horária

2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio

3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio

4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio

(5) – - Não aplicável

x Existência de preço correspondente

Artigo 78.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

1 - As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.

b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.

c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.

d) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

e) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa nas opções tarifárias de MT e BTE são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

3 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

a) Preços da energia reativa indutiva.

b) Preços da energia reativa capacitiva.

4 - Os preços da energia reativa indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V.

5 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias ativa e reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Artigo 79.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definido em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 18, sem prejuízo do disposto no número seguinte.

3 - Para efeitos da alínea a) do n.º 1 -, nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública, dotados de telecontagem, os preços de potência contratada são definidos em Euros por kW, por dia.

4 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária.

5 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia ativa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

6 - Nas opções tarifárias em BTN, onde existem três ou dois períodos horários, os preços da energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais de acordo com o estabelecido no n.º 2 - do Artigo 42.º.

7 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

QUADRO 18 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Simples	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Bi-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7 – 27,6 – 34,5 – 41,4

Secção XII

Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis na RAM

Artigo 80.º

Objeto

1 - A presente secção estabelece as tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAM aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis, nos termos da legislação aplicável.

2 - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais da RAM é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM em BTN.

3 - O desconto aplicável às opções da tarifa Social de Venda a Clientes Finais coincide com o desconto calculado para a tarifa Social de Acesso às Redes, nos termos do Artigo 63.º.

Artigo 81.º

Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAM

1 - As tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, até 6,9 kVA.

3 - As opções tarifárias da tarifa Social de Venda a Clientes Finais da RAM são coincidentes com as da tarifa de venda a clientes finais da RAM.

Secção XIII

Tarifa de Energia

Artigo 82.º

Objeto

A presente Secção estabelece a tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso, que deve recuperar os custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso.

Artigo 83.º

Estrutura geral

1 - A tarifa de Energia é composta por preços aplicáveis à energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços da tarifa de Energia são referidos à saída da RNT.

3 - Os preços de energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 36.º, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

Artigo 84.º

Conversão da tarifa de Energia para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Energia são convertidos para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes dos comercializadores de último recurso, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 19.

2 - Nos fornecimentos a clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da tarifa de Energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 19.

3 - Nos fornecimentos de energia aos clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da energia ativa não apresentam diferenciação sazonal.

QUADRO 19 - PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

			Preços da tarifa de Energia				
Tarifas	Períodos Trimestrais	N.º Períodos Horários	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
E	x	4	x	x	x	x	-
MAT	x	4	x	x	x	x	-
AT	x	4	x	x	x	x	-
MT	x	4	x	x	x	x	-
BTE	x	4	x	x	x	x	-
BTN (3)	x	3	x	x	x		Fornecimentos CUR
BTN (2)	x	2	x		x		Fornecimentos CUR
BTN (1)	-	1	x				Fornecimentos CUR

Legenda:

E	Tarifa de Energia
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples
x	Aplicável
-	Não aplicável
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal

TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
CUR	Comercializadores de último recurso

Artigo 85.º

Energia ativa a faturar

A energia ativa a faturar na tarifa de Energia é determinada de acordo com o estabelecido no RRC.

Secção XIV

Tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 86.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve proporcionar à entidade concessionária da RNT os proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte e os custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

2 - A presente Secção estabelece também a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição, relativos à Gestão Global do Sistema e aos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, incluindo o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, os custos para a manutenção do equilíbrio contratual e as medidas de contenção tarifária, entre outros.

Artigo 87.º

Estrutura geral

1 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por duas parcelas em que:

a) A parcela I permite recuperar os custos de gestão do sistema.

b) A parcela II permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual.

2 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta pelos seguintes preços, nos termos do Quadro 20:

a) Preços da energia ativa da parcela I, definidos em Euros por kWh.

b) Preço de potência contratada da parcela II, definido em Euros por kW, por dia.

c) Preço de potência em horas de ponta da parcela II, definido em Euros por kW, por dia.

d) Preços da energia ativa da parcela II, definidos em Euros por kWh.

3 - Na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, os preços de potência são substituídos por um encargo mensal nos termos do Artigo 180.º.

4 - Os preços de energia ativa da tarifa de Uso Global do Sistema são referidos à saída da RNT e apresentam diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento: MAT, AT, MT, BTE, BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA e BTN com potência contratada inferior ou igual 20,7 kVA.

5 - Os preços da energia ativa são discriminados por período horário, de acordo com o estabelecido no Artigo 36.º.

6 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção V do presente capítulo.

7 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção VII do presente capítulo.

8 - Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 36.º.

QUADRO 20 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Parcela	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv
UGS1	-	-	X	X	X	X
UGS2	X	X	X	X	X	X

Legenda:

UGS1	Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema
UGS2	Parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio

Artigo 88.º

Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são convertidos para os vários níveis de tensão tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 21.

2 - Nas entregas a clientes de BT, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 21.

QUADRO 21 - PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

		Preços da Tarifa de Uso Global do Sistema						
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
UGS	4	X	X	X	X	X	X	-
MAT	4	X	X	X	X	X	X	Entregas ORD
AT	4	X	X	X	X	X	X	Entregas ORD
MT	4	X	X	X	X	X	X	Entregas ORD

		Preços da Tarifa de Uso Global do Sistema						
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
BTE	4	X	X	X	X	X	X	Entregas ORD
BTN (3)	3	X	-	X	X	X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	X	-	X		X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	X	-	X				Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 89.º

Potência contratada, potência em horas de ponta e energia ativa a faturar

A potência contratada, a potência em horas de ponta e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Secção XV

Tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 90.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT pelas entregas da RNT, que devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica do operador da rede de transporte em Portugal continental.

2 - A presente Secção estabelece também as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos a recuperar relativos ao transporte de energia elétrica.

Artigo 91.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são as seguintes:

a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT.

b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as restantes entregas.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por dia.

b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia.

c) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

d) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

3 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são referidos à saída da RNT.

4 - Os preços da energia ativa referidos na alínea c) do n.º 2 - são discriminados por período horário, de acordo com o estabelecido no Artigo 36.º.

5 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção V do presente capítulo.

6 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção VII do presente capítulo.

7 - Nas entradas na RNT e na RND aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 36.º, considerando-se os feriados nacionais como períodos de vazio.

8 - Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 36.º.

9 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

a) Preços da energia reativa capacitiva.

b) Preços da energia reativa indutiva.

10 -A energia reativa associada à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável pelo operador da rede de distribuição é faturada às entregas em clientes em MAT.

Artigo 92.º

Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT aplicam-se às entregas a clientes em MAT.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 22.

3 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um fator de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia ativa, discriminados por período horário.

4 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, os preços da potência em horas de ponta são convertidos, de acordo com o Quadro 22, em preços de energia ativa nos períodos horários de:

a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.

b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.

c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

5 - Nas entregas a clientes de BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis, nos termos do Quadro 22.

QUADRO 22 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT A APLICAR NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

		Preços da Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT						
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
URT_{AT}	4	x	x	x	x	x	x	-
AT	4	-	x	x	x	x	x	Entregas ORD
MT	4	-	x	x	x	x	x	Entregas ORD
BTE	4	-	x	x	x	x	x	Entregas ORD
BTN (3)	3	-	-	x	x	x		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	-	-	x		x		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	-	-	x				Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples
-	Não aplicável

x	Aplicável
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 93.º

Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia ativa e a energia reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Secção XVI

Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 94.º

Objeto

A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Artigo 95.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes preços:

a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW por dia.

b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW por dia.

c) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

d) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa são discriminados por período horário, de acordo com o estabelecido no Artigo 36.º.

3 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção V do presente capítulo.

4 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção VII do presente capítulo.

5 - Os preços da energia reativa são discriminados, para cada tarifa, em:

a) Preços da energia reativa capacitiva.

b) Preços da energia reativa indutiva.

Artigo 96.º
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT é estabelecida no Artigo 95.º.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são referidos à saída da rede de distribuição em AT.

3 - A energia reativa associada a esta tarifa é faturada a clientes em AT.

Artigo 97.º
Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 23.

2 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um fator de agregação (sincronização)

e de potência em horas de ponta, e por preços da energia ativa, discriminados por período horário.

3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia ativa nos períodos horários de:

a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.

b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.

c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

4 - Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 23.

QUADRO 23 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT NOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE MT E BT

		Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	Aplicação
URD_{AT}	4	x	x	x	x	x	x	x	x	-
AT	4	x	x	x	x	x	x	x	x	Entregas ORD
MT	4	-	x	x	x	x	x	-	-	Entregas ORD
BTE	4	-	x	x	x	x	x	-	-	Entregas ORD
BTN (3)	3	-	-	x	x	x		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	-	-	x		x		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	-	-	x				-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples
-	Não aplicável
x	Aplicável
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 98.º

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT é estabelecida no Artigo 95.º.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são referidos à saída da rede de distribuição em MT.

3 - A energia reativa associada a esta tarifa é faturada a clientes em MT.

Artigo 99.º

Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para o nível de tensão de BT

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são convertidos para o nível de tensão de BT, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 24.

2 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um fator de agregação (sincronização)

e de potência em horas de ponta, e por preços da energia ativa, discriminados por período horário.

3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia ativa nos períodos horários de:

a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.

b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.

c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

4 - Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.

QUADRO 24 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT NO NÍVEL DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE BT

		Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	Aplicação
URD_{MT}	4	x	x	x	x	x	x	x	x	-
MT	4	x	x	x	x	x	x	x	x	Entregas ORD
BTE	4	-	x	x	x	x	x	-	-	Entregas ORD
BTN (3)	3	-	-	x	x	x		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	-	-	x		x		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	-	-	x				-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

-	Não aplicável
x	Aplicável
TPc	Preço da potência contratada
TPp	Preço da potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 100.º

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT é estabelecida no Artigo 95.º.

2 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN aplicam-se as seguintes disposições:

a) Os preços da potência em horas de ponta são convertidos em preço de potência contratada e em preços de energia ativa.

b) Os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.

Artigo 101.º

Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia ativa e a energia reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

Secção XVII

Tarifas de Comercialização

Artigo 102.º

Objeto

A presente Secção estabelece as tarifas de Comercialização, a aplicar aos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os proveitos a recuperar na atividade de Comercialização.

Artigo 103.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Comercialização são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, sendo definidas três tarifas:

a) Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.

b) Tarifa de Comercialização em BTE.

c) Tarifa de Comercialização em BTN.

2 - As tarifas de Comercialização são compostas pelos seguintes preços:

a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por dia.

b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

3 - Os preços da energia ativa não são discriminados por período tarifário.

Secção XVIII

Tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores

Artigo 104.º

Objeto

A presente Secção estabelece as seguintes tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores:

a) Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.

b) Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.

Artigo 105.º

Estrutura geral da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA

1 - A tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, a aplicar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA, é composta por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh.

2 - Os preços da Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, para aprovisionamento dos CEME na região autónoma, resultam da soma dos preços:

a) Da tarifa de Energia, referida no n.º 6 - do Artigo 38.º, aplicável às entregas em BTN, com estrutura tri-horária ou bi-horária;

b) Da tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, referida no n.º 4 - do Artigo 38.º, convertida para preços de energia por período horário.

3 - As quantidades associadas à energia ativa entregue à rede de mobilidade elétrica na RAA devem ser determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica na RAA.

Artigo 106.º

Estrutura geral da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM

1 - A tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM, a aplicar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM, é composta por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh.

2 - Os preços da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM, para aprovisionamento dos CEME para carregamentos na região autónoma, resultam da soma dos preços:

a) Da tarifa de Energia, referida no n.º 6 - do Artigo 39.º, aplicável às entregas em BTN, com estrutura tri-horária ou bi-horária;

b) Da tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, referida no n.º 4 - do Artigo 39.º, convertida para preços de energia por período horário.

3 - As quantidades associadas à energia ativa entregue à rede de mobilidade elétrica na RAM devem ser determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica na RAM.

Secção XIX

Tarifas do agregador de último recurso

Artigo 107.º

Tarifas de referência do agregador de último recurso

1 - À aquisição supletiva de eletricidade pelo agregador de último recurso a produtores de energia renovável e a autoconsumidores que injetem energia excedentária na rede elétrica de serviço público, nos termos legalmente definidos, são aplicáveis tarifas de referência correspondentes à aquisição de energia e ao serviço de agregação prestado pelo agregador de último recurso.

2 - As tarifas de referência proporcionam uma remuneração calculada a partir das seguintes parcelas:

a) Parcela relativa à valorização da energia aos preços do mercado diário do MIBEL;

b) Parcela relativa aos encargos suportados com a representação em mercado, nomeadamente os desvios à programação, devido à participação no MIBEL, e outros encargos;

c) Parcela relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.

Secção XX

Preços regulados

Artigo 108.º

Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador

1 - À mudança de comercializador e de agregador é aplicável um preço regulado correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador.

2 - O preço regulado, definido em Euros, é aplicável ao comercializador cessionário ou ao agregador cessionário, por cada mudança ativada, nos termos do RRC.

Artigo 109.º

Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio

1 - Os projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio estão isentos do pagamento de tarifas de Acesso às Redes.

2 - Aos projetos referidos no número anterior é aplicável um preço de potência, definido em Euros por kW, por dia, ou em Euros por kVA, por dia, consoante o aplicável.

3 - O preço definido no número anterior é diferenciado por nível de tensão.

4 - O valor da potência corresponde à potência tomada do mês a que a fatura respeita ou à potência de ligação, consoante o aplicável.

5 - A potência tomada a faturar é determinada de acordo com o estabelecido na Secção IV do presente capítulo.

6 - Os preços referidos no n.º 2 - têm aplicação em Portugal continental.

Capítulo IV

Proveitos das atividades reguladas

Secção I

Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador

Artigo 110.º

Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{OLMCA} = FC_{OLMCA,t} + VC_{OLMCA,t} - \Delta R_{t-2}^{OLMCA} \quad (2)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{OLMCA}$	Proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, previstos para o ano t
$FC_{OLMCA,t}$	Componente fixa dos custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, no ano t
$VC_{OLMCA,t}$	Componente variável dos custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, no ano t
ΔR_{t-2}^{OLMCA}	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador para o setor elétrico, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Os proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador a recuperar por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^{OLMCA} = \tilde{R}_t^{OLMCA} - \tilde{R}_{PR,t}^{OLMCA} \quad (3)$$

em que:

$\tilde{R}^{OLMCA}_{UGS1,t}$ Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, previsto recuperar por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t

$\tilde{R}^{OLMCA}_{PR,t}$ Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, previsto recuperar no ano t através da aplicação de preço regulado aos comercializadores e agregadores cessionários nos processos de mudança do setor elétrico.

3 - A componente fixa dos custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, no ano t, é dada pela expressão:

$$FC_{OLMCA,t} = \begin{cases} FC_{OLMCA,1} \\ FC_{OLMCA,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{OLMCA}}}{100}\right) \text{para } t>1 \end{cases} \quad (4)$$

em que:

$FC_{OLMCA,1}$ Componente fixa unitária dos custos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, no primeiro ano de aplicação de parâmetros

$FC_{OLMCA,t-1}$ Componente variável unitária dos custos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, no ano t-1

$X_{FC_{OLMCA}}$ Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, em percentagem

ΔR^{OLMCA}_{t-2} Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, tendo em conta os valores ocorridos em t-2

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1.

4 - A componente variável i unitária dos custos afetos à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros $VC_{i_{OLMCA,t}}$ evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{i_{OLMCA,t}} = \begin{cases} VC_{i_{OLMCA,1}} \\ VC_{i_{OLMCA,t-1}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_{OLMCA}}}{100}\right) \text{para } t>1 \end{cases} \quad (5)$$

em que:

$VC_{i_{OLMCA,1}}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
$VC_{i_{OLMCA,t-1}}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, no ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{VC_{OLMCA}}$	Parâmetro associado à componente variável dos custos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, em percentagem.

5 - O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{OLMCA}\right)$ é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{t-2}^{OLMCA} = \left(Rf_{PR,t-2}^{OLMCA} + Rf_{UGS1,t-2}^{OLMCA} - R_{t-2}^{OLMCA}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (6)$$

em que:

$Rf_{PR,t-2}^{OLMCA}$	Valor faturado no ano t-2, por aplicação do preço regulado de Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador
$Rf_{UGS1,t-2}^{OLMCA}$	Valor transferido no ano t-2 pelo operador da rede de transporte, respeitante à parcela dos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador recuperada por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema
R_{t-2}^{OLMCA}	Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, calculados de acordo com a expressão (2), com base nos valores verificados no ano t-2
i_{t-2}^{E}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	*Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção II

Proveitos da entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo

Artigo 111.º

Proveitos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{GIG}_{t}=\tilde{C}E_{GIG,t}+\tilde{C}C_{GIG,t}-\tilde{S}^{GIG}_{t}-\Delta R^{GIG}_{t-2} \quad (7)$$

em que:

$\tilde{R}^{GIG}_{t}$ Proveitos permitidos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN, previstos para o ano t

$\tilde{C}E_{GIG,t}$ Custos de exploração (exclui amortizações) afetos à Gestão Integrada de Garantias no SEN, previstos para o ano t

$\tilde{C}C_{GIG,t}$ Custos com capital afetos à Gestão Integrada de Garantias, previstos para o ano t

$\tilde{S}^{GIG}_{t}$ Outros proveitos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN, previstos para o ano t

ΔR^{GIG}_{t-2} Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Os proveitos permitidos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN, definidos no número anterior, correspondem aos custos eficientes desta atividade definidos pela ERSE.

3 - Os proveitos permitidos da atividade de Gestão Integrada no SEN são recuperados nos termos da regulamentação complementar em vigor.

4 - Os custos de exploração $\left(\tilde{C}E_{GIG,t}\right)$ incluem, nomeadamente, os gastos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal, assim como outros gastos e perdas correntes imprescindíveis à realização da atividade.

5 - Os custos com capital $\left(\tilde{C}C_{GIG,t}\right)$ são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}C_{GIG,t}=\tilde{A}m_{GIG,t}+\tilde{A}ct_{GIG,t}\times\frac{r_{GIG,t}}{100}+\tilde{F}m_{GIG,t}\times\frac{r_{fmGIG,t}}{100} \quad (8)$$

em que:

$\tilde{A}m_{GIG,t}$ Amortizações dos ativos fixos afetos à atividade de Gestão Integrada de Garantias para o setor elétrico, previstos para o ano t

$\tilde{A}ct_{GIG,t}$ Valor médio dos ativos fixos afetos à atividade de Gestão Integrada de Garantias para o setor elétrico, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$\tilde{F}m_{GIG,t}$ Valor médio do fundo de maneio (Clientes-Fornecedores) afeto à atividade de Gestão Integrada de Garantias para o setor elétrico, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início de no fim do ano

$r_{GIG,t}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Integrada de Garantias para o setor elétrico, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem

$r_{fmGIG,t}$ Taxa de reposição das necessidades de fundo de maneio afeto à atividade de Gestão Integrada de Garantias para o setor elétrico, previsto para o ano t, em percentagem

6 - O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{GIG}\right)$ é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{t-2}^{GIG}=\left(Rf_{t-2}^{GIG}-R_{t-2}^{GIG}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-2}^{E}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (9)$$

em que:

Rf_{t-2}^{GIG} Valor faturado no ano t-2 pela atividade de Gestão Integrada de Garantias para o setor elétrico aos operadores de redes, ao gestor global do SEN e a outros agentes previstos na legislação em vigor

R_{t-2}^{GIG} Proveitos da atividade de Gestão Integrada de Garantias para o setor elétrico, calculados de acordo com a expressão (7), com base nos valores verificados no ano t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 112.º

Proveitos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia $\left(\tilde{R}^{RCBE}_{t}\right)$ são determinados de acordo com a regulamentação complementar em vigor, publicada pela ERSE.

2 - Os proveitos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia a recuperar por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{RCBE}_{UGS1,t} = \tilde{R}^{RCBE}_{t} - \tilde{R}^{RCBE}_{PR,t} \qquad (10)$$

em que:

$\tilde{R}^{RCBE}_{UGS1,t}$ Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia, previsto recuperar por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t

$\tilde{R}^{RCBE}_{PR,t}$ Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia, previsto recuperar no ano t através da aplicação de preços regulados pelos serviços prestados aos utilizadores da plataforma de registo e contratação bilateral de energia.

Secção II

Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental

Artigo 113.º

Proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{UGS,t}=\tilde{R}^{T}_{GS,t}+\tilde{R}^{T}_{Pol,t}-\tilde{R}r^{AC}_{CVEE,t}-\tilde{R}^{OLMCA}_{UGS1,t}-\tilde{R}^{RCBE}_{UGS1,t} \quad (11)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{UGS,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos de gestão do sistema, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 114.º

$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}$ Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 115.º

$\tilde{R}r^{AC}_{CVEE,t}$ Valores remanescentes de custos e proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 245.º

$\tilde{R}^{OLMCA}_{UGS1,t}$ Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, previstos recuperar por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t, obtida de acordo com o Artigo 110.º

$\tilde{R}^{RCBE}_{UGS1,t}$ Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia, previsto recuperar por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t, obtida de acordo com o Artigo 112.º.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

Artigo 114.º

Custos de gestão do sistema

1 - Os custos de gestão do sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{GS,t}=\tilde{C}E_{GS,t}+\tilde{C}C_{GS,t}-\Delta\tilde{C}C^{GS}_{t-1}+\tilde{C}S_{GS,t}+ZC_{GS,t}+\tilde{R}EG_{GS,t}+AdC_{GS,t}+\tilde{R}^{OLMCA}_{UGS1,t}+\tilde{R}^{RCBE}_{UGS1,t}-\Delta R^{T}_{GS,t-2} \quad (12)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos de gestão do sistema, previstos para o ano t

$\tilde{C}E_{GS,t}$ Custos de exploração (exclui amortizações) afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{C}C_{GS,t}$ Custos com capital afetos à gestão do sistema, previstos para o ano t

$\Delta\tilde{C}C^{GS}_{t-1}$ Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à gestão do sistema, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 158.º

$\tilde{C}S_{GS,t}$ Custos excecionais com serviços de sistema contratados de forma bilateral, previstos para o ano t

$ZC_{GS,t}$ Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t

$\tilde{R}EG_{GS,t}$ Custos com a ERSE previstos para o ano t

$AdC_{GS,t}$ Transferências para a Autoridade da Concorrência, nos termos da legislação em vigor, previstas para o ano t

$\tilde{R}^{OLMCA}_{UGS1,t}$ Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, previstos recuperar por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t, obtida de acordo com o Artigo 110.º

$\tilde{R}^{RCBE}_{UGS1,t}$ Parcela dos proveitos permitidos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia, previsto recuperar por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t, obtida de acordo com o Artigo 112.º

$\Delta R^{T}_{GS,t-2}$ Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

2 - Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

3 - Os custos de exploração da atividade de gestão global do sistema, previstos pela ERSE, são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}E_{GS_t} = \begin{cases} CEE_{GS,t} + AC_{GS,t-1} & t = 1 \\ CEE_{GS,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{CE_{GS}}}{100}\right) + AC_{GS,t-1} & t>1 \end{cases} \quad (13)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
$CEE_{GS,t}$	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t
$AC_{GS,t-1}$	Acréscimo de custos de exploração ocorridos posteriormente à definição dos custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência, condicionados a aceitação, após justificação fundamentada, referentes ao ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1.
$X_{CE_{GS}}$	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de gestão global do sistema, em percentagem.

4 - Os custos com capital $\left(\tilde{C}C_{GS,t}\right)$ são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}C_{GS,t} = \tilde{A}m_{GS,t} + \tilde{A}ct_{GS,t} \times \frac{r_{GS,t}}{100} - \tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX} \quad (14)$$

em que:

$\tilde{A}m_{GS,t}$	Amortizações dos ativos fixos afetos à gestão do sistema, previstos para o ano t
$\tilde{A}ct_{GS,t}$	Valor médio dos ativos fixos afetos à gestão do sistema, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{GS,t}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem
$\tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX}$	Parcela a deduzir ao CAPEX, para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório, por não estarem a cumprir os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados, prevista para o ano t.

5 - A parcela a deduzir ao CAPEX $\left(\tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX}\right)$ é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}^{CAPEX}_{GS,t} = \sum_{i} \tilde{A}ctNAceite_{GS,t_i} \times \frac{\tilde{r}^{cp}_{GS,t}}{100} \times (1\text{-}G) \times \tilde{k}_{GS,t_i} \quad (15)$$

em que:

i	Índice para identificação dos ativos entrados em exploração e não aceites para efeitos de cálculo de retribuição integral no ano t
$\tilde{A}ctNAceite_{GS,t_i}$	Valor médio do ativo fixo i, entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição integral previsto para o ano t, líquido de amortizações e comparticipações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t
$\tilde{r}^{cp}_{GS,t}$	Taxa de remuneração do capital próprio implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem, resultante da metodologia definida para o período de regulação
G	Rácio de endividamento (*gearing*) implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade
$\tilde{k}_{GS,t_i}$	Parâmetro entre 0 (zero) e 1 (um), a definir para cada ativo i entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição no ano t.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R^{T}_{GS,t-2}\right)$ previsto na expressão (12) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R^{T}_{GS,t-2} = \left(Rf^{T}_{UGS1,t-2} - R^{T}_{GS,t-2} - IMDGGS_{t-2}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta\tilde{C}C^{GS}_{prov} \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (16)$$

em que:

$Rf^{T}_{UGS1,t-2}$	Valor faturado por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-2
$R^{T}_{GS,t-2}$	Custo de gestão do sistema calculados em t-1 de acordo com a expressão (12), com base nos valores verificados em t-2
$IMDGGS_{t-2}$	Valor do incentivo à melhoria do desempenho da atividade de gestão global do sistema, no ano t-2, de acordo com a Secção VIII do presente capítulo
i^{E}_{t-2}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{C}C^{GS}_{prov}$ Valor do mecanismo de correção de desvios provisórios do custo com capital afetos à gestão do sistema, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{C}C^{GS}_{t-1}\right)$.

Artigo 115.º

Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral

1 - Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano t, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}=\tilde{R}AA_{Pol,t}+\tilde{R}AM_{Pol,t}+\tilde{R}r^{AC}_{CVEE,t}+\tilde{L}Cap_{Pol,t}+\tilde{T}er_{Pol,t}+\tilde{O}C_{Pol,t}+\tilde{E}C_{Pol,\,t}+\tilde{E}O_{Pol,\,t}+ \quad (17)$$

$$+\tilde{R}^{T}_{MC,t}-\Delta\tilde{R}^{T}_{Pol,t-1}-\Delta R^{T}_{Pol,t-2}$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}$ Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, previstos para o ano t

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto para o ano t

$\tilde{R}AM_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto para o ano t

$\tilde{R}r^{AC}_{CVEE,t}$ Valores remanescentes de custos e proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 245.º

$\tilde{L}Cap_{Pol,t}$ Montantes a repercutir na tarifa de Uso Global do Sistema, decorrentes das modalidades de remuneração de produtores com capacidade de ligação à rede atribuída nos leilões de fotovoltaica, designadamente resultantes de prémios variáveis por diferenças e compensações fixas ao SEN, excluindo diferenciais de custos com a remuneração de produtores com capacidade atribuída nestes leilões, englobados na carteira do agregador de último recurso

$\tilde{T}er_{Pol,t}$ Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico, prevista para o ano t

$\widetilde{OC}_{Pol,t}$ Outros custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, previstos para o ano t

$\tilde{E}C_{Pol,t}$ Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia, previstos para o ano t, aprovados pela ERSE de acordo com a Secção XI do presente capítulo

$\tilde{E}O_{Pol,t}$ Custos com a concessionária da Zona Piloto, identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, destinada à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{T}_{MC,t}$ Os custos decorrentes de mecanismos de capacidade ou equiparados calculados de acordo com a legislação em vigor

$\Delta\tilde{R}^{T}_{Pol,t-1}$ Valor estimado para o ajustamento dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta R^{T}_{Pol,t-2}$ Ajustamento no ano t, dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

2 - Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}r^{T}_{Pol,t} = \tilde{R}^{T}_{Pol,t} + \tilde{A}LS^{T}_{POL,t} - \widetilde{MCT}^{T}_{POL,t} \qquad (18)$$

em que:

$\tilde{R}r^{T}_{Pol,t}$ Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, previstos para o ano t a recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte

$\tilde{R}^{T}_{Pol,t}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t

$\tilde{A}LS^{T}_{POL,t}$ Valor líquido das parcelas referentes às transferências intertemporais (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores) dos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema referentes à recuperação de custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, excluindo o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previstos para o ano t, nos termos definidos nas alíneas a) a d)

$\tilde{M}CT^{T}_{POL,t}$ Medidas de contenção tarifária do SEN decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t.

a) Os proveitos referentes à recuperação de custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral podem ser sujeitos a uma transferência intertemporal para anos subsequentes àquele a que dizem respeito, nos termos da legislação em vigor.

b) Na transferência intertemporal de proveitos referida no número anterior é aplicada uma taxa de juro definida de acordo com a legislação em vigor.

c) A parcela de proveitos permitidos que é transferida para os anos subsequentes é identificada como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos da legislação em vigor.

d) A parcela de proveitos referida na alínea anterior é publicada pela ERSE na Diretiva anual que aprova as tarifas de eletricidade.

3 - O custo com a convergência tarifária da RAA $\left(\tilde{R}AA_{Pol,t}\right)$ é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t}=\tilde{S}A^{AGS}_{t}+\tilde{S}A^{D}_{t}+\tilde{S}A^{C}_{t} \quad (19)$$

em que:

$\tilde{S}A^{AGS}_{t}$ Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, calculado de acordo com a expressão (130) do Artigo 137.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}A^{D}_{t}$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, calculado de acordo com a expressão (131) do Artigo 137.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}A^{C}_{t}$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, calculado de acordo a expressão (132) do Artigo 137.º, previsto para o ano t.

4 - O custo com a convergência tarifária da RAM $\left(\tilde{R}AM_{Pol,t}\right)$ é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AM_{Pol,t}=\tilde{S}M^{AGS}_{t}+\tilde{S}M^{D}_{t}+\tilde{S}M^{C}_{t} \quad (20)$$

em que:

$\tilde{S}M^{AGS}_{t}$ Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, calculado de acordo com a expressão (153) do Artigo 144.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}M^{D}_{t}$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (154) do Artigo 144.º, previsto para o ano t

$\tilde{S}M_t^C$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (155) do Artigo 144.º, previsto para o ano t.

5 - A parcela associada aos terrenos $\left(\tilde{T}er_{Pol,t}\right)$ é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{Pol,t}=\tilde{T}er_{Pol\ DPH,t}+\tilde{T}er_{Pol\ ZPH,t} \quad (21)$$

em que:

$\tilde{T}er_{Pol\ DPH,t}$ Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico, prevista para o ano t

$\tilde{T}er_{Pol\ ZPH,t}$ Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica, previstas para o ano t.

6 - A parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico $\left(\tilde{T}er_{Pol\ DPH,t}\right)$ é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{Pol\ DPH,t}=\tilde{A}m_{PolDPH,t}^{Ter}+\tilde{A}ct_{PolDPH,t}^{Ter}\times\frac{r_{Pol,t}^{Ter}}{100} \quad (22)$$

em que:

$\tilde{A}m_{PolDPH,t}^{Ter}$ Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{PolDPH,t}^{Ter}$ Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{Pol,t}^{Ter}$ Taxa de remuneração determinada de acordo com a legislação em vigor.

7 - Os custos com a ERSE afetos ao setor elétrico não incluem transferências para a Autoridade da Concorrência.

8 - Os custos com a concessionária da Zona Piloto $\left(\tilde{E}O_{Pol,t}\right)$ são determinados pela seguinte expressão:

$$\tilde{E}O_{Pol,\ t}=\tilde{A}m_{EO,t-1}+\tilde{A}ct_{EO,t-1}\times\frac{r_{EO,t-1}}{100}+\tilde{C}E_{EO,t-1}-S_{EO,t-2}\ -\ \Delta EO_{Pol,\ t-2} \quad (23)$$

em que:

$\tilde{A}m_{EO,t-1}$ Amortização dos ativos fixos, líquidos das amortizações do imobilizado comparticipado, afetos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, no ano t-1

$\tilde{A}ct_{EO,t-1}$ Valor médio dos ativos fixos afetos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidos das amortizações e comparticipações, no ano t-1

$r_{EO,t-1}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidas de amortizações e comparticipações, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem

$\tilde{C}E_{EO,t-1}$ Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1

$S_{EO,t-2}$ Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2.

$\Delta EO_{Pol,\ t-2}$ Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto, tendo em conta os valores ocorridos em t-2

9 - O ajustamento $\left(\Delta EO_{Pol,\ t-2}\right)$ previsto na expressão (23) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta EO_{Pol,\ t-2}=\left(RfEO_{Pol,\ t-2}-REO_{Pol,\ t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (24)$$

em que:

$RfEO_{Pol,\ t-2}$ Valor recuperado pela concessionária da Zona Piloto com base nos valores previstos no ano t-2

$REO_{Pol,\ t-2}$ Custo da concessionária da Zona Piloto calculados em t-1 de acordo com a expressão (23), com base nos valores verificados em t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

10 -O ajustamento $\left(\Delta\tilde{R}^{T}_{Pol,t-1}\right)$ previsto na expressão (17) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}^{T}_{Pol,t-1}=\left[\left(\tilde{R}f^{T}_{UGS2,t-1}-\tilde{R}r^{T}_{Pol,t-1}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)\right] \quad (25)$$

em que:

$\tilde{R}f^{T}_{UGS2,t-1}$	Valor previsto dos proveitos faturados por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, no ano t-1
$\tilde{R}r^{T}_{Pol,t-1}$	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, calculados de acordo com a expressão (18), previstos para o ano t-1
i^{E}_{t-1}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	*Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

11 -Nos casos em que o ajustamento ($\Delta\tilde{R}^{T}_{Pol,t-1}$), definido no número anterior, tenha um valor positivo (devolução pela atividade ao sistema tarifário), a sua repercussão nos proveitos do ano t determinados pela expressão (17), pode ser parcial ou nula, sendo esta decisão condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários nos anos t e t+1 1 e de acordo com princípios de proporcionalidade, neutralidade financeira e equilíbrio entre estabilidade tarifária e de proteção dos consumidores, nos termos definidos no Artigo 17.º.

12 -O ajustamento $\left(\Delta R^{T}_{Pol,t-2}\right)$ previsto na expressão (17) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R^{T}_{Pol,t-2}=\left[\left(Rf^{T}_{UGS2,t-2}-Rr^{T}_{Pol,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)-\Delta\tilde{R}^{T}_{Pol,prov}\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (26)$$

em que:

$Rf^{T}_{UGS2,t-2}$	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte
$Rr^{T}_{Pol,t-2}$	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, calculados de acordo com a expressão (18), com base nos valores verificados em t-2
i^{E}_{t-2}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{R}^{T}_{Pol,prov}$ Valor do ajustamento provisório, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com a expressão (25), repercutido nos proveitos regulados do ano em curso conforme a decisão tomada nas tarifas do ano t-1 ao abrigo do número anterior

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 116.º

Faturação mensal dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual

Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC são calculados de acordo com o Artigo 180.º.

Artigo 117.º

Proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{URT,t}=FC_{URT,t}+\sum_{i}\left(VC_{i_{URT,t}}\times\tilde{D}C_{i_{URT,t}}\right)-RPart_{URT,t}+Z_{URT,t}+IMDT_{URT,t}+\tilde{T}SO_{URT,t}- \quad (27)$$

$$-\Delta R^{T}_{URT,t-2}$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{URT,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$FC_{URT,t}$ Componente fixa dos custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t

i Indutor de custo

$VC_{i_{URT,t}}$ Componente variável unitária i dos custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t

$\widetilde{DC}_{i\,URT,t}$ Valor previsto para o indutor de custos i afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, do ano t

$RPart_{URT,t}$ Valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridas no período de regulação anterior

$Z_{URT,t}$ Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência

$IMDT_{URT,t}$ Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, previsto para o ano t, de acordo com a Secção XV do presente capítulo

$\widetilde{TSO}_{URT,t}$ Valor da compensação entre operadores das redes de transporte, previsto para o ano t

$\Delta R^{T}_{URT,t-2}$ Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - A componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Transporte, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ($FC_{URT,t}$) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{URT,t} = \begin{cases} FC_{URT,1} \\ FC_{URT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{URT}}}{100}\right) \text{ para } t>1 \end{cases} \quad (28)$$

em que:

$FC_{URT,1}$ Componente fixa dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no primeiro ano de aplicação de parâmetros

$FC_{URT,t-1}$ Componente fixa dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t-1

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1

$X_{FC_{URT}}$ Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem

3 - A componente variável i unitária dos proveitos de Uso da Rede de Transporte, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ($VC_{i_{URT,t}}$) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{i_{URT,t}} = \begin{cases} VC_{i_{URT,1}} \\ VC_{i_{URT,t-1}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_{URT}}}{100}\right) \text{ para } t>1 \end{cases} \quad (29)$$

em que:

$VC_{i_{URT,1}}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
$VC_{i_{URT,t-1}}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{VC_{URT}}$	Parâmetro associado à componente variável dos custos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem

4 - Os parâmetros de regulação necessários à aplicação das expressões (28) e (29) são definidos sem aplicar metas de eficiência na evolução do custo com capital associado a ativos transferidos para exploração até 31 de dezembro de 2021.

5 - O valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridas no período de regulação anterior, $RPart_{URT,t}$, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$RPart_{URT,t} = \begin{cases} 0 \quad \text{para } t=1 \\ \frac{DIF_{URT,\,PRant}}{N-1} \quad \text{para } t=2 \\ \frac{DIF_{URT,\,PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t\leq N} \left(1 + \frac{i^{E}_{a-1} + \delta_{a-1}}{100}\right) \quad \text{para } t\geq 3 \end{cases} \quad (30)$$

em que:

T	Ano do período de regulação
N	Número de anos do período de regulação

$DIF_{URT,\,PRant}$ Diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridos no período de regulação anterior, calculado no segundo ano do período de regulação em curso para a totalidade dos anos do período de regulação anterior

i^{E}_{a-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação

δ_{a-1} *Spread*, em pontos percentuais, no ano a-1 do período de regulação

6 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Transporte de Energia Elétrica, $DIF_{URT,\,PRant}$, é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF_{URT,\,PRant}=\begin{cases} 0\,, & \text{se } -\delta^{MOD}_{URT} \le \Delta RoR_{URT,PRant} \le \delta^{MOD}_{URT} \\ DIF^{MOD}_{URT,PRant}, & \text{se } -\delta^{EXT}_{URT} \le \Delta RoR_{URT,PRant} < -\delta^{MOD}_{URT} \text{ ou } \delta^{MOD}_{URT} < \Delta RoR_{URT,PRant} \le \delta^{EXT}_{URT} \\ DIF^{MOD}_{URT,PRant}+DIF^{EXT}_{URT,PRant}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} < -\delta^{EXT}_{URT} \text{ ou } \Delta RoR_{URT,PRant} > \delta^{EXT}_{URT} \end{cases} \quad (31)$$

$$\Delta RoR_{URT,PRant} = RoR_{TOTEX,URT,PRant} - r_{URT,PRant} \quad (32)$$

em que:

$\Delta RoR_{URT,PRant}$ Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos ou perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos

$RoR_{TOTEX,URT,PRant}$ Rentabilidade operacional regulatória média da atividade de Transporte de Energia Elétrica verificada no período de regulação anterior, dada pela média das rentabilidades operacionais regulatórias anuais, calculadas sem os proveitos permitidos resultantes da parcela Z e das parcelas dos incentivos e mecanismos referidos no presente artigo, ponderada pelos valores dos respetivos ativos a custos reais e a custos de referência, em percentagem. No cálculo das rentabilidades operacionais regulatórias anuais, para os ativos valorizados a custos de referência consideram-se os correspondentes valores do ativo e de amortizações a custos de referência.

$r_{URT,PRant}$ Média das taxas de remuneração anuais dos ativos fixos, definidas pela ERSE para cada ano do período regulação anterior, ponderada pelos respetivos valores dos ativos a custos reais e a custos de referência, da atividade de Transporte de Energia Elétrica no período de regulação anterior, em percentagem

$DIF^{MOD}_{URT,PRant}$ Diferencial de ganhos ou perdas na atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridas no período de regulação anterior, a partilhar na banda moderada de rentabilidade

$DIF^{EXT}_{URT,PRant}$ Diferencial de ganhos ou perdas da atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridas no período de regulação anterior, partilhar na banda extrema de rentabilidade

δ^{MOD}_{URT} *Spread*, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica

δ^{EXT}_{URT} *Spread*, em pontos percentuais , que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica

7 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda moderada de rentabilidade, $DIF^{MOD}_{URT,PRant}$, é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF^{MOD}_{URT,PRant}=0,5\times\sum_{k=1}^{N_{PRant}}\left[\left(Act_{URT,k}\times DIFRoR^{MOD}_{URT,PRant}\right)\times\prod_{a=k}^{N_{PRant}+1}\left(1+\frac{i^{E}_{a}+\delta_{a}}{100}\right)\right] \quad (33)$$

$$DIFRoR^{MOD}_{URT,PRant}=\begin{cases}\delta^{MOD}_{URT}-\delta^{EXT}_{URT}, & se\ \Delta RoR_{URT,PRant}<-\delta^{EXT}_{URT}\\ \Delta RoR_{URT,PRant}+\delta^{MOD}_{URT}, & se\ -\delta^{EXT}_{URT}\leq\Delta RoR_{URT,PRant}<-\delta^{MOD}_{URT}\\ \Delta RoR_{URT,PRant}-\delta^{MOD}_{URT}, & se\ \delta^{MOD}_{URT}<\Delta RoR_{URT,PRant}\leq\delta^{EXT}_{URT}\\ \delta^{EXT}_{URT}-\delta^{MOD}_{URT}, & se\ \Delta RoR_{URT,PRant}>\delta^{EXT}_{URT}\end{cases} \quad (34)$$

em que:

k Ano a avaliar do período de regulação anterior

N_{PRant} Número de anos do período de regulação anterior

$Act_{URT,k}$ Valor médio dos ativos fixos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$DIFRoR^{MOD}_{URT,PRant}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda moderada de rentabilidade
$\Delta RoR_{URT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos
δ^{MOD}_{URT}	*Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica
δ^{EXT}_{URT}	*Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica
i^{E}_{a}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_a	*Spread*, em pontos percentuais, no ano a.

8 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade, $DIF^{EXT}_{URT,PRant}$, é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF^{EXT}_{URT,PRant} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[\left(Act_{URT,k} \times DIFRoR^{EXT}_{URT,PRant} \right) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left(1 + \frac{i^{E}_{a} + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (35)$$

$$DIFRoR^{EXT}_{URT,PRant} = \begin{cases} \Delta RoR_{URT,PRant} + \delta^{EXT}_{URT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} < -\delta^{EXT}_{URT} \\ \Delta RoR_{URT,PRant} - \delta^{EXT}_{URT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} > \delta^{EXT}_{URT} \end{cases} \quad (36)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR^{EXT}_{URT,PRant}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda extrema de rentabilidade
$\Delta RoR_{URT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e e a taxa de remuneração dos ativos

δ_{URT}^{EXT} *Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica

i_a^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a

δ_a *Spread*, em pontos percentuais, no ano a.

9 - O ajustamento $\left(\Delta R_{URT,t-2}^T\right)$ previsto na expressão (27) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t-2}^T = \left(Rf_{URT,t-2}^T - R_{URT,t-2}^T CCXT_{URT,t-2} - TRC_{URT,t-2} + GCI_{URT,t-2} + CQS_{URT,t-2}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (37)$$

em que:

$Rf_{URT,t-2}^T$ Proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-2

$R_{URT,t-2}^T$ Proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica calculados em t-1, de acordo com a expressão (27), com base nos valores verificados em t-2

$CCXT_{URT,t-2}$ Custos com capital afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, não contemplados na metodologia de regulação por custos totais, com base nos valores verificados em t-2, calculado de acordo com a expressão (38)

$TRC_{URT,t-2}$ Proveitos que asseguram o equilíbrio económico-financeiro na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, com base nos valores verificados em t-2

$GCI_{URT,t-2}$ Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha, no ano t-2

$CQS_{URT,t-2}$ Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no RQS

i_{t-2}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

10 -Os custos com capital $\left(CCXT_{URT,t-2}\right)$ são determinados a partir da seguinte expressão:

$$CCXT_{URT,t-2}=AmXT_{URT,t-2}+ActXT_{URT,t-2}\times\frac{r_{URT,t-2}}{100} \quad (38)$$

em que:

$AmXT_{URT,t-2}$ Amortizações dos ativos fixos não contemplados na metodologia de regulação por custos totais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, com base nos valores verificados em t-2

$ActXT_{URT,t-2}$ Valor médio dos ativos fixos não contemplados na metodologia de regulação por custos totais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{URT,t-2}$ Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem

11 -O proveito $\left(GCI_{URT,t-2}\right)$ corresponde ao saldo remanescente da aplicação das receitas associadas ao Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha nas seguintes rubricas, previstas no RARI:

a) Compensação económica aos agentes de mercado detentores dos direitos físicos da capacidade libertada para o mercado diário.

b) Compensação económica ao sistema elétrico importador pela energia não exportada em consequência da redução da capacidade de interligação.

c) Cobertura de custos associados a ações coordenadas de balanço e ações de redespacho.

d) Investimentos na rede de transporte destinados a manter ou reforçar a capacidade de interligação.

Secção III

Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Artigo 118.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{CVAT,t} = \tilde{R}^{D}_{UGS,t} + \tilde{R}^{D}_{URT,t} \quad (39)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{CVAT,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{D}_{UGS,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (40) do Artigo 119.º

$\tilde{R}^{D}_{URT,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (56) do Artigo 122.º.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

Artigo 119.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes são obtidos de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS,t} = \tilde{R}^{D}_{UGS1,t} + \tilde{R}^{D}_{UGS2,t} - \tilde{R}^{D}_{Tsocial,t} \quad (40)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{UGS,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{D}_{UGS1,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{D}_{Tsocial,t}$ Montante a transferir pelo operador da rede de transporte para o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social em Portugal continental, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 120.º.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS1,t}=\tilde{R}^{T}_{GS,t}+\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t}-\Delta^{D}_{UGS1,t-2} \quad (41)$$

em que:

$\tilde{R}^{T}_{GS,t}$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano t, decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (12) do Artigo 114.º

$\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (106) Artigo 131.º.

$\Delta^{D}_{UGS1,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

3 - O ajustamento $\left(\Delta^{D}_{UGS1,t-2}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta^{D}_{UGS1,\,t-2}=\left[Rf^{D}_{UGS1,\,t-2}-\left(Rf^{T}_{UGS1,\,t-2}+Rf^{AUR}_{CVPREAC,\,t-2}-\Delta^{D}_{UGS1,\,t-4}\right)\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times \quad (42)$$
$$\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

$Rf^{D}_{UGS1,t-2}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rf^{T}_{UGS1,t-2}$ Proveitos faturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$Rf^{AUR}_{CVPREAC,t-2}$ Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, recuperados por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes e transferidos para o agregador de último recurso no ano t-2

$\Delta^{D}_{UGS1,\ t-4}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

4 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS2,t}=\tilde{R}^{D}_{Pol,\ t}+\tilde{R}r^{D}_{CMEC,\ t}-\tilde{M}CT^{D}_{UGS2,t} \qquad (43)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{Pol,\ t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, referentes a custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, excluindo os CMEC, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}r^{D}_{CMEC,\,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, referentes aos CMEC, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t definidos de acordo com o Artigo 121.º.

$\tilde{M}CT^{D}_{UGS2,t}$ Montante total das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, incluindo ajustamentos dos anos t-1 e t-2, a recuperar na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do ano t.

5 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, referentes a custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, excluindo os CMEC, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{Pol,\,t} = \tilde{R}r^{T}_{Pol,t} + \tilde{R}r^{AUR}_{CVPRG,t} - \Delta^{D}_{Pol,t-2} + Est_{Pol,t} + \tilde{E}xt^{TVCF}_{CUR,\,t} \quad (44)$$

em que:

$\tilde{R}r^{T}_{Pol,t}$ Custos de política energética, de sustentabilidade e ou de interesse económico geral, previstos recuperar no ano t, calculados de acordo com a expressão (18) do Artigo 115.º

$\tilde{R}r^{AUR}_{CVPRG,t}$ Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, previstos recuperar no ano t, calculados de acordo com a expressão (101) do Artigo 130.º

$\Delta^{D}_{Pol,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, referente a custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os CMEC

$Est_{Pol,t}$ Valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da sustentabilidade dos mercados e estabilidade tarifária

$\tilde{E}xt^{TVCF}_{CUR,\,t}$ Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 128.º a repercutir nos respetivos níveis de tensão.

6 - O valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da sustentabilidade de mercados e estabilidade tarifária é dado pela seguinte expressão:

$$Est_{Pol,t} = -C^{Sust}_{CVEE,t} + Est^{E}_{t} + Est^{CIEG}_{Pol,t} \quad (45)$$

em que:

$C^{Sust}_{CVEE,t}$ Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição

Est^{E}_{t} Repercussão nas tarifas elétricas dos custos ou proveitos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período máximo de 15 anos, a estabelecer, mediante despacho do Ministro responsável pela área da energia, até 20 de setembro de cada ano, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na última redação vigente, *ex vi* artigo 291.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente

$Est^{CIEG}_{Pol,t}$ Repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, a estabelecer, mediante despacho do Ministro responsável pela área da energia, até 20 de setembro de cada ano, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, na última redação vigente, *ex vi* artigo 291.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, de 14 de janeiro.

7 - O ajustamento $\left(\Delta^{D}_{Pol,t-2}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta^{D}_{Pol,t-2} = \left[Rf^{D}_{UGS2,\,t-2} - \left(Rf^{T}_{UGS2,\,t-2} + Rf^{AUR}_{CVPRG,t-2} - \Delta^{D}_{Pol,t-4} + Est_{Pol,t-2} + Ext^{TVCF}_{CUR,\,t-2}\right)\right] \times \quad (46)$$

$$\times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

$Rf^{D}_{UGS2,\,t-2}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, referentes a custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, excluindo os CMEC, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rf^{T}_{UGS2,\ t-2}$ Proveitos faturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$Rf^{AUR}_{CVPRG,t-2}$ Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, recuperados por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes e transferidos para o agregador de último recurso no ano t-2

$\Delta^{D}_{Pol,t-4}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, referente a custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, excluindo os CMEC

$Est_{Pol,t-2}$ Valor a repercutir nas tarifas, no ano t-2, resultante de medidas no âmbito da sustentabilidade dos mercados e estabilidade tarifária, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano t-2

$Ext^{TVCF}_{CUR,\ t-2}$ Montante transferido no ano t-2 do diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT), BTE e BTN

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

8 - O montante total de medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, com impacte na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, é dado pela expressão:

$$\widetilde{M}CT^{D}_{UGS2,t} = \widetilde{M}CT^{D}_{\ t} - \Delta^{D}_{MCT,t-1} - \Delta^{D}_{MCT,t-2} \qquad (47)$$

em que:

$\widetilde{M}CT^{D}_{UGS2,t}$ Montante total das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, incluindo ajustamentos dos anos t-1 e t-2, a recuperar na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do ano t

$\widetilde{M}CT^{D}_{\ t}$ Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t

$\Delta^{D}_{MCT,t-1}$ Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previsto para o ano t-1

$\Delta^{D}_{MCT,t-2}$ Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, do ano t-2.

9 - O ajustamento $\left(\Delta^{D}_{MCT,t-1}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta^{D}_{MCT,t-1}=\left[-\left(MCTR^{D}_{t-1}-\widetilde{M}CT^{D}_{t-1}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)\right] \quad (48)$$

em que :

$MCTR^{D}_{t-1}$ Montante recebido pelo operador da rede de distribuição relativo às medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, no ano t-1

$\widetilde{M}CT^{D}_{t-1}$ Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t-1

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

10 -Nos casos em que o ajustamento ($\Delta^{D}_{MCT,t-1}$), definido no número anterior, tenha um valor negativo (devolução pela atividade ao sistema tarifário), a sua repercussão nos proveitos do ano t determinados pela expressão (48) e (39), pode ser parcial ou nula, sendo esta decisão condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários nos anos t e t+1 e de acordo com princípios de proporcionalidade, neutralidade financeira e equilíbrio entre estabilidade tarifária e de proteção dos consumidores, nos termos definidos no Artigo 17.º.

11 -O ajustamento $\left(\Delta^{D}_{MCT,t-2}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta^{D}_{MCT,t-2}=\left[-\left(MCTR^{D}_{t-2}-\widetilde{M}CT^{D}_{t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)-\Delta^{D}_{MCT,prov}\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (49)$$

em que:

$MCTR^{D}_{t-2}$ Montante recebido pelo operador da rede de distribuição relativo às medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, no ano t-2

$\widetilde{M}CT^{D}_{t-2}$ Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} Spread no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta^{D}_{MCT,\ prov}$ Valor do ajustamento provisório calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com a expressão (49), repercutido, nos proveitos regulados do ano em curso conforme a decisão tomada nas tarifas do ano t-1 ao abrigo do número anterior

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 120.º

Custos com a aplicação da tarifa social

1 - O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social processa-se nos termos do disposto na legislação aplicável.

2 - O operador da rede de transporte transfere em prestações iguais e com periodicidade mensal para o operador da rede de distribuição, os montantes para financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social definidos anualmente pela ERSE nos documentos de tarifas.

3 - O montante anual a transferir pelo operador da rede de transporte para financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social em Portugal continental previsto para o ano t, é dado pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{Tsocial,t} = \tilde{S}soc^{C}_{Pol,t} - \Delta^{D}_{Tsocial,t-1} - \Delta^{D}_{Tsocial,t-2} \qquad (\ 50\ )$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{Tsocial,t}$ Montante a transferir pelo operador da rede de transporte para financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social, previstos para o ano t

$\tilde{S}soc^{C}_{Pol,t}$ Desconto decorrente da aplicação da tarifa social em Portugal continental, previsto para o ano t

$\Delta^{D}_{Tsocial,t-1}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-1, por aplicação da tarifa social

$\Delta^{D}_{Tsocial,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da tarifa social.

4 - O ajustamento ($\Delta^{D}_{UGS3,t-1}$) é dado pela expressão:

$$\Delta^{D}_{Tsocial,t-1}=\left[Rt^{D}_{Tsocial,t-1}-R^{D}_{Tsocial,t-1}\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (51)$$

em que:

$Rt^{D}_{Tsocial,t-1}$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte para financiamento do custo previsto da tarifa social em Portugal continental no ano t-1

$R^{D}_{Tsocial,t-1}$ Desconto relativo à tarifa social previsto conceder pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-1

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

5 - O ajustamento ($\Delta^{D}_{Tsocial,t-2}$) é dado pela expressão:

$$\Delta^{D}_{Tsocial,t-2}=\left[\left(Rt^{D}_{Tsocial,t-2}-R^{D}_{Tsocial,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)-\Delta^{D}_{Tsocial,t-1}\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (52)$$

em que:

$Rt^{D}_{Tsocial,t-2}$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte para financiamento do custo da tarifa social em Portugal continental no ano t-2

$R^{D}_{Tsocial,t-2}$ Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta^{D}_{Tsocial,t-1}$ Valor estimado para o ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-1, por aplicação da tarifa social

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 121.º

Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

1 - Os custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano t, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{R}^{D}_{CMEC,\,t} = P_{CMEC,t} + \tilde{P}Alis_{CMEC,t} \quad (53)$$

$$P_{CMEC,t} = PF_{CMEC,t} + PA_{CMEC,t} - CP_{CMEC,t} \quad (54)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{CMEC,\,t}$ Proveitos referentes aos CMEC a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, previstos para o ano t

$P_{CMEC,t}$ Parcela dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, para o ano t

$\tilde{P}Alis_{CMEC,t}$ Componente de alisamento dos CMEC, para o ano t

$PF_{CMEC,t}$ Parcela Fixa dos CMEC calculada de acordo com o estipulado nos Artigos 2.º e 3.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, para o ano t

$PA_{CMEC,t}$ Parcela de Acerto dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no Artigo 6.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, para o ano t

$CP_{CMEC,t}$ Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte em Portugal continental, de acordo com o estipulado no n.º 6 do Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, para o ano t.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Os proveitos referentes aos CMEC previstos recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}r^{D}_{CMEC,t} = \tilde{R}^{D}_{CMEC,t} + \tilde{A}LS^{D}_{CMEC,t} \quad (55)$$

em que:

$\tilde{R}r^{D}_{CMEC,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, referentes aos CMEC, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{D}_{CMEC,t}$ Proveitos referentes aos CMEC a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, previstos para o ano t

$\tilde{A}LS^{D}_{CMEC,t}$ Valor líquido das parcelas referentes às transferências intertemporais (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores) dos proveitos referentes aos CMEC a recuperar pelo operador da rede de distribuição, previstas para o ano t, nos termos definidos nas alíneas a) a d).

a) Os proveitos referentes aos CMEC a recuperar pelo operador da rede de distribuição podem ser sujeitos a uma transferência intertemporal para anos subsequentes àquele a que dizem respeito, nos termos da legislação em vigor.

b) Na transferência intertemporal de proveitos referida no número anterior é aplicada uma taxa de juro definida de acordo com a legislação em vigor.

c) A parcela dos proveitos referentes aos CMEC a recuperar pelo operador da rede de distribuição, que é transferida para os anos subsequentes, é identificada como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos da legislação em vigor.

d) A parcela dos proveitos referida na alínea anterior é publicada pela ERSE na Diretiva anual que aprova as tarifas de eletricidade.

3 - Sem prejuízo do referido no número seguinte, a componente de alisamento dos CMEC corresponde a aplicação a partir de janeiro do ano t da estimativa dos custos com os CMEC não constantes da parcela de Acerto e da parcela Fixa referentes ao ano t.

4 - Aquando da revisão da tarifa de UGS, nos termos definido no Artigo 11º, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, o saldo positivo ou negativo dos montantes recebidos ou pagos pelo ORD por aplicação da componente de alisamento, $(\tilde{P}Alis_{CMEC,t})$, é devolvido nos restantes meses do ano, sendo para o efeito recalculada a componente de alisamento dos CMEC.

5 - A componente de alisamento dos CMEC não tem qualquer implicação no cálculo e cobrança da parcela de Acerto definida no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação

vigente, não implicando qualquer fluxo financeiro entre os produtores de energia elétrica e a entidade concessionária da RNT.

Artigo 122.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URT,t} = \tilde{R}^{T}_{URT,t} - \Delta R^{D}_{URT,t-2} \qquad (56)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URT,t}$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{T}_{URT,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (27) do Artigo 117.º

$\Delta R^{D}_{URT,t-2}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - O ajustamento $\left(\Delta R^{D}_{URT,t-2}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta^{D}_{URT,\,t-2} = \left[Rf^{D}_{URT,t-2} - \left(Rf^{T}_{URT,t-2} - \Delta^{D}_{URT,\,t-4}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \qquad (57)$$

em que:

$Rf^{D}_{URT,t-2}$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, no ano t-2 por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

$Rf^{T}_{URT,t-2}$ Proveitos faturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t-2 por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\Delta^{D}_{URT,\ t-4}$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 123.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e MT

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e MT, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URD,NT,t}=FC_{URD,NT,t}+\sum_{i}\left(VC_{i_{URD,NT,t}}\times\tilde{DC}_{i_{URD,NT,t}}\right)-RPart_{URD,NT,t}+Z_{URD,NT,t}-\Delta R^{D}_{URD,NT,t-2} \quad (58)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URD,NT,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e MT, previstos para o ano t

$FC_{URD,NT,t}$ Componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t

i Indutor de custo

$VC_{i_{URD,NT,t}}$ Componente variável unitária i dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t

$\tilde{DC}_{i_{URD,NT,t}}$ Valor previsto para o indutor de custos i afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, do ano t

$RPart_{URD,NT,t}$ Valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridas no período de regulação anterior

$Z_{URD,NT,t}$ Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t

$\Delta R^{D}_{URD,NT,t-2}$ Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - A componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, para os níveis de tensão de AT e de MT, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros $\left(FC_{URD,NT,1}\right)$ evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{URD,NT,t} = \begin{cases} FC_{URD,NT,1} \\ FC_{URD,NT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{URD,NT}}}{100}\right) \text{para } t>1 \end{cases} \quad (59)$$

em que:

$FC_{URD,NT,1}$ Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no primeiro ano de aplicação de parâmetros

$FC_{URD,NT,t-1}$ Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t-1

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1.

$X_{FC_{URD,NT}}$ Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, em percentagem.

3 - A componente variável i unitária dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, para os níveis de tensão de AT e de MT, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros $\left(VC_{i\,URD,NT,1}\right)$ evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{i\,URD,NT,t} = \begin{cases} VC_{i_{URD,NT,1}} \\ VC_{i\,URD,NT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_{URD,NT}}}{100}\right) \text{para } t>1 \end{cases} \quad (60)$$

em que:

$VC_{i\,URD,NT,1}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
$VC_{i\,URD,NT,t-1}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{VC_{URD,NT}}$	Parâmetro associado à componente variável dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, em percentagem.

4 - Os parâmetros de regulação necessários à aplicação das expressões (59) e (60) são definidos sem aplicar metas de eficiência na evolução do custo com capital associado a ativos transferidos para exploração até 31 de dezembro de 2021.

5 - O valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridas no período de regulação anterior, $RPart_{URD,NT,t}$, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$RPart_{URD,NT,t} = \begin{cases} 0 \quad \text{para } t=1 \\ \dfrac{DIF_{URD,NT,\,PRant}}{N-1} \quad \text{para } t=2 \\ \dfrac{DIF_{URD,NT,\,PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t\leq N} \left(1+\dfrac{i^{E}_{a-1}+\delta_{a-1}}{100}\right) \quad \text{para } t\geq 3 \end{cases} \qquad (61)$$

em que:

t	Ano do período de regulação
N	Número de anos do período de regulação
$DIF_{URD,NT,\,PRant}$	Diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridos no período de regulação anterior, calculado no segundo ano do período de regulação em curso para a totalidade dos anos do período de regulação anterior
i^{E}_{a-1}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação

δ_{a-1} *Spread*, em pontos percentuais, no ano a-1 do período de regulação.

6 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT a partilhar, $DIF_{URD,NT,\ PRant}$, é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF_{URD,NT,PRant}=\begin{cases} 0\ ,\ \text{se}\ -\delta^{MOD}_{URD,NT}\leq \Delta RoR_{URD,NT,PRant}\leq \delta^{MOD}_{URD,NT} \\ DIF^{MOD}_{URD,NT,PRant}\ , \\ \text{se}\ -\delta^{EXT}_{URD,NT}\leq \Delta RoR_{URD,NT,PRant}<-\delta^{MOD}_{URD,NT} \\ \text{ou}\ \delta^{MOD}_{URD,NT}<\Delta RoR_{URD,NT,PRant}\leq \delta^{EXT}_{URD,NT} \\ DIF^{MOD}_{URD,NT,PRant}+DIF^{EXT}_{URD,NT,PRant}\ , \\ \text{se}\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant}<-\delta^{EXT}_{URD,NT}\ \text{ou}\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant}>\delta^{EXT}_{URD,NT} \end{cases} \quad (62)$$

$$\Delta RoR_{URD,NT,PRant}=RoR_{TOTEX,URD,NT,PRant}-r_{URD,NT,PRant} \quad (63)$$

em que:

$\Delta RoR_{URD,NT,PRant}$ Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos ou perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos

$RoR_{TOTEX,URD,NT,PRant}$ Rentabilidade operacional regulatória média da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, verificada no período de regulação anterior, dada pela média das rentabilidades operacionais regulatórias anuais, calculadas sem os proveitos permitidos resultantes da parcela Z e das parcelas dos incentivos e mecanismos referidos no presente artigo, ponderada pelos valores dos respetivos ativos a custos reais, em percentagem

$r_{URD,NT,PRant}$ Média das taxas de remuneração dos ativos fixos, definidas pela ERSE para cada ano do período regulação anterior, ponderada pelos respetivos valores dos ativos, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT no período de regulação anterior, em percentagem

$DIF^{MOD}_{URD,NT,PRant}$ Diferencial de ganhos ou perdas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridas no período de regulação anterior, a partilhar na banda moderada de rentabilidade

$DIF^{EXT}_{URD,NT,PRant}$	Diferencial de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, ocorridas no período de regulação anterior, partilhar na banda extrema de rentabilidade
$\delta^{MOD}_{URD,NT}$	*Spread*, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT
$\delta^{EXT}_{URD,NT}$	*Spread*, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT.

7 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda moderada de rentabilidade, $DIF^{MOD}_{URD,NT,PRant}$, é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF^{MOD}_{URD,NT,PRant}=0,5\times\sum_{k=1}^{N_{PRant}}\left[\left(Act_{URD,NT,k}\times DIFRoR^{MOD}_{URD,NT,PRant}\right)\times\prod_{a=k}^{N_{PRant}+1}\left(1+\frac{i^{E}_{a}+\delta_{a}}{100}\right)\right] \quad (64)$$

$$DIFRoR^{MOD}_{URD,NT,PRant}=\begin{cases}\delta^{MOD}_{URD,NT}-\delta^{EXT}_{URD,NT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant}<-\delta^{EXT}_{URD,NT}\\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant}+\delta^{MOD}_{URD,NT}, & \text{se } -\delta^{EXT}_{URD,NT}\leq\Delta RoR_{URD,NT,PRant}<-\delta^{MOD}_{URD,NT}\\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant}-\delta^{MOD}_{URD,NT}, & \text{se } \delta^{MOD}_{URD,NT}<\Delta RoR_{URD,NT,PRant}\leq\delta^{EXT}_{URD,NT}\\ \delta^{EXT}_{URD,NT}-\delta^{MOD}_{URD,NT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant}>\delta^{EXT}_{URD,NT}\end{cases} \quad (65)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URD,NT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR^{MOD}_{URD,NT,PRant}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda moderada de rentabilidade

$\Delta RoR_{URD,NT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos
$\delta^{MOD}_{URD,NT}$	*Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT
$\delta^{EXT}_{URD,NT}$	*Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT
i^{E}_{a}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_a	*Spread*, em pontos percentuais, no ano a.

8 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade, $DIF^{EXT}_{URD,NT,PRant}$, é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF^{EXT}_{URD,NT,PRant} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[\left(Act_{URD,NT,k} \times DIFRoR^{EXT}_{URD,NT,PRant} \right) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left(1 + \frac{i^{E}_{a} + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (66)$$

$$DIFRoR^{EXT}_{URD,NT,PRant} = \begin{cases} \Delta RoR_{URD,NT,PRant} + \delta^{EXT}_{URD,NT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta^{EXT}_{URD,NT} \\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant} - \delta^{EXT}_{URD,NT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} > \delta^{EXT}_{URD,NT} \end{cases} \quad (67)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URD,NT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR^{EXT}_{URD,NT,PRant}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda extrema de rentabilidade
$\Delta RoR_{URD,NT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e e a taxa de remuneração dos ativos

$\delta^{EXT}_{URD,NT}$ *Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT

i^{E}_{a} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a

δ_a *Spread*, em pontos percentuais, no ano a.

9 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efetivos, para o nível de tensão NT, fazem parte dos custos não sujeitos a metas de eficiência ($Z_{URD,NT,t}$), são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo operador da rede de distribuição de acordo com o Artigo 208.º.

10 -O ajustamento $\left(\Delta R^{D}_{URD,NT,t-2}\right)$ é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R^{D}_{URD,NT,\,t-2}=\left[Rf^{D}_{URD,NT,t-2}-\left(\begin{matrix}R^{D}_{URD,NT,t-2}+CCXT_{URD,NT,t-2}+TRC_{URD,NT,t-2}\\ +IMDD_{URD,NT,t-2}-CQS_{URD,NT,t-2}\end{matrix}\right)\right]\times \qquad (68)$$

$$\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

$Rf^{D}_{URD,NT,t-2}$ Proveitos faturados para os níveis de tensão de AT e de MT, resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes, no ano t-2

$R^{D}_{URD,NT,t-2}$ Proveitos permitidos para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT, no ano t-2, calculados em t-1, de acordo com a expressão (58), com base nos valores verificados em t-2

$IMDD_{URD,\,NT,t-2}$ Incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição em AT/MT, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção IX do presente capítulo

$CCXT_{URD,NT,t-2}$ Custos com capital afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT, não contemplados na metodologia de regulação por custos totais, com base nos valores verificados em t-2, calculado de acordo com a expressão (69)

$TRC_{URD,NT,t-2}$ Proveitos que asseguram o equilíbrio económico-financeiro na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT, com base nos valores verificados em t-2

$CQS_{URD,NT,t-2}$ Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço, para os níveis de tensão de AT e de MT, nos termos estabelecidos no RQS

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

11 -Os custos com capital $\left(CCXT_{URD,NT,t-2}\right)$ são determinados a partir da seguinte expressão:

$$CCXT_{URD,NT,t-2}=AmXT_{URD,NT,t-2}+ActXT_{URD,NT,t-2}\times\frac{r_{URD,NT,t-2}}{100} \quad (69)$$

em que:

$AmXT_{URD,NT,t-2}$ Amortizações dos ativos fixos não contemplados na metodologia de regulação por custos totais, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT, com base nos valores verificados em t-2

$ActXT_{URD,NT,t-2}$ Valor médio dos ativos fixos não contemplados na metodologia de regulação por custos totais, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{URD,NT,t-2}$ Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT, em percentagem.

Artigo 124.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para o nível de tensão de BT

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URD,BT,t}=FC_{URD,BT,t}+\sum_{i}\left(VC_{i\,URD,BT,t}\times\tilde{D}C_{i\,URD,BT,t}\right)-RPart_{URD,BT,t}+\tilde{R}Cr_{URD,BT,t}+ \quad (70)$$

$$+Z_{URD,BT,t}-\Delta R^{D}_{URD,BT,t-2}$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URD,BT,t}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, previstos para o ano t
$FC_{URD,BT,t}$	Componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t
i	Indutor de custo
$VC_{i\,URD,BT,t}$	Componente variável unitária i dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t
$\tilde{D}C_{i\,URD,BT,t}$	Valor previsto para o indutor de custos i afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, do ano t
$RPart_{URD,BT,t}$	Valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridas no período de regulação anterior
$\tilde{R}Cr_{URD,BT,t}$	Custo com rendas de concessão das redes de distribuição em BT a pagar aos municípios, previstos recuperar no ano t
$Z_{URD,BT,t}$	Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t
$\Delta R^{D}_{URD,BT,t-2}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - A componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, para o nível de tensão de BT, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros $\left(FC_{URD,BT,1}\right)$ evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{URD,BT,t}=\begin{cases} FC_{URD,BT,1} \\ FC_{URD,BT,t-1}\times\left(1+\dfrac{IPIB_{t-1}-X_{FC_{URD,BT}}}{100}\right) \text{ para } t>1 \end{cases} \quad (71)$$

em que:

$FC_{URD,BT,1}$	Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
$FC_{URD,BT,t-1}$	Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{FC_{URD,BT}}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem.

3 - A componente variável i unitária dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, para o nível de tensão de BT, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros $\left(VC_{i_{URD,BT,1}}\right)$ evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{i_{URD,BT,t}} = \begin{cases} VC_{i_{URD,BT,1}} \\ VC_{i_{URD,BT,t-1}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{URD,P,BT}}{100}\right) \text{para } t>1 \end{cases} \quad (72)$$

em que:

$VC_{i_{URD,BT,1}}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no primeiro ano de aplicação de parâmetros
$VC_{i_{URD,BT,t-1}}$	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t-1
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{URD,P,BT}$	Parâmetro associado à componente variável dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem.

4 - Os parâmetros de regulação necessários à aplicação das expressões (71) e (72) são definidos sem aplicar metas de eficiência na evolução do custo com capital associado a ativos transferidos para exploração até 31 de dezembro de 2021.

5 - O valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridas no período de regulação anterior, $RPart_{URD,BT,t}$, é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$RPart_{URD,BT,t} = \begin{cases} 0 \quad \text{para } t=1 \\ \dfrac{DIF_{URD,BT,\,PRant}}{N-1} \quad \text{para } t=2 \\ \dfrac{DIF_{URD,BT,\,PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t\leq N}\left(1+\dfrac{i^{E}_{a-1}+\delta_{a-1}}{100}\right) \quad \text{para } t\geq 3 \end{cases} \qquad (73)$$

em que:

t	Ano do período de regulação
N	Número de anos do período de regulação
$DIF_{URD,BT,\,PRant}$	Diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridos no período de regulação anterior, calculado no segundo ano do período de regulação em curso para a totalidade dos anos do período de regulação anterior
i^{E}_{a-1}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação
δ_{a-1}	*Spread*, em pontos percentuais, no ano a-1 do período de regulação.

6 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT a partilhar, $DIF_{URD,BT,PRant}$, é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF_{URD,BT,\,PRant} = \begin{cases} 0\,, \quad \text{se } -\delta^{MOD}_{URD,BT} \leq \Delta RoR_{URD,BT,PRant} \leq \delta^{MOD}_{URD,BT} \\ DIF^{MOD}_{URD,BT,PRant}, \quad \text{se } -\delta^{EXT}_{URD,BT} \leq \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta^{MOD}_{URD,BT} \\ \qquad \text{ou } \delta^{MOD}_{URD,BT} < \Delta RoR_{URD,BT,PRant} \leq \delta^{EXT}_{URD,BT} \\ DIF^{MOD}_{URD,BT,PRant} + DIF^{EXT}_{URD,BT,PRant}, \\ \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta^{EXT}_{URD,BT} \text{ ou } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} > \delta^{EXT}_{URD,BT} \end{cases} \qquad (74)$$

$$\Delta RoR_{URD,BT,PRant} = RoR_{TOTEX,URD,BT,PRant} - r_{URD,BT,PRant} \qquad (75)$$

em que:

$\Delta RoR_{URD,BT,PRant}$ Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos ou perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos

$RoR_{TOTEX,URD,BT,PRant}$ Rentabilidade operacional regulatória média da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, verificada no período de regulação anterior, dada pela média das rentabilidades operacionais regulatórias anuais, calculadas sem os proveitos permitidos resultantes da parcela Z e das parcelas dos incentivos e mecanismos referidos no presente artigo, ponderada pelos valores dos respetivos ativos a custos reais, em percentagem

$r_{URD,BT,PRant}$ Média das taxas de remuneração dos ativos fixos, definidas pela ERSE para cada ano do período regulação anterior, ponderada pelos respetivos valores dos ativos, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT no período de regulação anterior, em percentagem

$DIF^{MOD}_{URD,BT,PRant}$ Diferencial de ganhos ou perdas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridas no período de regulação anterior, a partilhar na banda moderada de rentabilidade

$DIF^{EXT}_{URD,BT,PRant}$ Diferencial de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, ocorridas no período de regulação anterior, partilhar na banda extrema de rentabilidade

$\delta^{MOD}_{URD,BT}$ *Spread*, em pontos percentuais , que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT

$\delta^{EXT}_{URD,BT}$ *Spread*, em pontos percentuais , que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT.

7 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda moderada de rentabilidade, $DIF^{MOD}_{URD,BT,PRant}$, é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF^{MOD}_{URD,BT,PRant}=0,5\times\sum_{k=1}^{N_{PRant}}\left[\left(Act_{URD,BT,k}\times DIFRoR^{MOD}_{URD,BT,PRant}\right)\times\prod_{a=k}^{N_{PRant}+1}\left(1+\frac{i^{E}_{a}+\delta_{a}}{100}\right)\right] \quad (76)$$

$$DIFRoR^{MOD}_{URD,BT,PRant} = \begin{cases} \delta^{MOD}_{URD,BT} - \delta^{EXT}_{URD,BT}, & se\ \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta^{EXT}_{URD,BT} \\ \Delta RoR_{URD,BT,PRant} + \delta^{MOD}_{URD,BT}, & se\ -\delta^{EXT}_{URD,BT} \leq \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta^{MOD}_{URD,BT} \\ \Delta RoR_{URD,BT,PRant} - \delta^{MOD}_{URD,BT}, & se\ \delta^{MOD}_{URD,BT} < \Delta RoR_{URD,BT,PRant} \leq \delta^{EXT}_{URD,BT} \\ \delta^{EXT}_{URD,BT} - \delta^{MOD}_{URD,BT}, & se\ \Delta RoR_{URD,BT,PRant} > \delta^{EXT}_{URD,BT} \end{cases} \quad (77)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URD,BT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR^{MOD}_{URD,BT,PRant}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda moderada de rentabilidade
$\Delta RoR_{URD,BT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e a taxa de remuneração dos ativos
$\delta^{MOD}_{URD,BT}$	*Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT
$\delta^{EXT}_{URD,BT}$	*Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT
i^{E}_{a}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_a	*Spread*, em pontos percentuais, no ano a.

8 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade, $DIF^{EXT}_{URD,BT,PRant}$, é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF^{EXT}_{URD,BT,PRant} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[\left(Act_{URD,BT,k} \times DIFRoR^{EXT}_{URD,BT,PRant} \right) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left(1 + \frac{i^{E}_{a} + \delta_{a}}{100} \right) \right] \quad (78)$$

$$DIFRoR^{EXT}_{URD,BT,PRant} = \begin{cases} \Delta RoR_{URD,BT,PRant} + \delta^{EXT}_{URD,BT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta^{EXT}_{URD,BT} \\ \Delta RoR_{URD,BT,PRant} - \delta^{EXT}_{URD,BT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} > \delta^{EXT}_{URD,BT} \end{cases} \quad (79)$$

em que:

k	Ano a avaliar do período de regulação anterior
N_{PRant}	Número de anos do período de regulação anterior
$Act_{URD,BT,k}$	Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$DIFRoR^{EXT}_{URD,BT,PRant}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda extrema de rentabilidade
$\Delta RoR_{URD,BT,PRant}$	Indutor para ativação das bandas de partilha de ganhos e perdas do período de regulação anterior, representativo do desvio entre a rentabilidade e e a taxa de remuneração dos ativos
$\delta^{EXT}_{URD,BT}$	*Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT
i^{E}_{a}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
δ_{a}	*Spread*, em pontos percentuais, no ano a.

9 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efetivos, para o nível de tensão BT, fazem parte dos custos não sujeitos a metas de eficiência ($Z_{URD,BT,t}$), são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo operador da rede de distribuição de acordo com o Artigo 208.º.

10 -Os proveitos referentes às rendas de concessão das redes de distribuição em BT previstos recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}Cr_{URD,BT,t} = \tilde{R}C_{URD,BT,t} + \tilde{A}LS^{D}_{RC,BT,t} \quad (80)$$

em que:

$\tilde{R}Cr_{URD,BT,t}$ Proveitos referentes aos custos com as rendas de concessão das redes de distribuição em BT previstos recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT no ano t

$\tilde{R}C_{URD,BT,t}$ Custo com as rendas de concessão das redes de distribuição em BT a pagar aos municípios, previstos para o ano t

$\tilde{A}LS^{D}_{RC,BT,t}$ Valor líquido das parcelas referentes às transferências intertemporais (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores) dos custos com as rendas de concessão das redes de distribuição em BT, a recuperar pelo operador da rede de distribuição, previstas para o ano t, nos termos definidos nas alíneas a) a d).

a) Os proveitos referentes aos custos com as rendas de concessão das redes de distribuição em BT a recuperar pelo operador da rede de distribuição podem ser sujeitos a uma transferência intertemporal para anos subsequentes àquele a que dizem respeito, nos termos da legislação em vigor.

b) Na transferência intertemporal de proveitos referida no número anterior é aplicada uma taxa de juro definida de acordo com a legislação em vigor.

c) A parcela dos proveitos referentes aos custos com as rendas de concessão das redes de distribuição em BT, a recuperar pelo operador da rede de distribuição, que é transferida para os anos subsequentes, é identificada como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos da legislação em vigor.

d) A parcela dos proveitos referida na alínea anterior é publicada pela ERSE na Diretiva anual que aprova as tarifas de eletricidade.

11 -O ajustamento $\left(\Delta R^{D}_{URD,BT,t-2}\right)$ é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R^{D}_{URD,BT,\,t-2}=\left[Rf^{D}_{URD,BT,t-2}\left(\begin{matrix}R^{D}{}_{URD,BT,t-2}+IMDD_{URD,BT,t-2}\\-CQS_{URD,BT,t-2}\end{matrix}\right)\right]\times \qquad (81)$$

$$\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

$Rf^{D}_{URD,BT,t-2}$ Proveitos faturados, para o nível de tensão BT, resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes, no ano t-2

$R^{D}_{URD,BT,t-2}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t-2, calculados em t-1, de acordo com a expressão (70), com base nos valores verificados em t-2

$IMDD_{URD,BT,t-2}$ Incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição em BT, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção IX do presente capítulo

$CQS_{URD,BT,t-2}$ Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço, para o nível de tensão de BT, nos termos estabelecidos no RQS

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção IV

Proveitos do comercializador de último recurso

Artigo 125.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{CR}_{E,t}=\tilde{C}EE^{CR}_{CVEE,t}+\tilde{C}f^{CR}_{CVEE,t}+\tilde{D}_{CVEE,t}-\Delta\tilde{R}^{CR}_{E,t-1}-\Delta R^{CR}_{E,t-2}-\Delta TVCF^{CR}_{E,t} \quad (82)$$

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{E,t}$ Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\tilde{C}EE^{CR}_{CVEE,t}$ Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t

$\tilde{C}f^{CR}_{CVEE,t}$ Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\tilde{D}_{CVEE,t}$ Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\Delta\tilde{R}^{CR}_{E,t-1}$ Valor previsto para o ajustamento dos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta R^{CR}_{E,t-2}$ Ajustamento no ano t dos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, relativo ao ano t-2

$\Delta TVCF^{CR}_{E,t}$ Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano t.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstos recuperar no ano t por aplicação da tarifa de energia, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{CR}_{TE,t} = \tilde{R}^{CR}_{E,t} + C^{Sust}_{CVEE,t} \quad (83)$$

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{TE,t}$ Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstos recuperar no ano t por aplicação da tarifa de energia

$\tilde{R}^{CR}_{E,t}$ Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$C^{Sust}_{CVEE,t}$ Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição.

3 - Os custos $\left(\tilde{C}EE^{CR}_{CVEE,t}\right)$ previstos na expressão (82) são dados por:

$$\tilde{C}EE^{CR}_{CVEE,t} = CEE^{Ref}_{Prazo,t} + \tilde{P}r_t \times \left(\tilde{W}CVEE_t - WCVEE^{Ref}_{Prazo,t}\right) + \tilde{O}C^{CR}_{CVEE,t} \quad (84)$$

em que:

$CEE^{Ref}_{Prazo,t}$ Custos com aquisição de energia elétrica, decorrente de contratação de futuros, nos termos da aplicação da metodologia constante de regulamento complementar publicado pela ERSE, para fornecimento aos clientes dos CUR no ano t

$\tilde{P}r_t$ Preço médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes dos CUR, previsto para o ano t

$\tilde{W}CVEE_t$ Quantidade de energia elétrica adquirida para fornecimento aos clientes do CUR, prevista para o ano t

$WCVEE^{Ref}_{Prazo,t}$ Quantidade de energia subjacente à definição do preço médio de referência, para fornecimento aos clientes do CUR no ano t

$\tilde{O}C^{CR}_{CVEE,t}$ Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária, previstos para o ano t.

4 - Os custos $\left(CEE^{Ref}_{Prazo,t}\right)$ definidos na expressão (84) são dados por:

$$CEE^{Ref}_{Prazo,t} = Pr^{Ref}_{Prazo,\,t} \times WCVEE^{Ref}_{Prazo,t} \quad (85)$$

em que:

$Pr^{Ref}_{Prazo,\,t}$ Preço médio de referência para aquisição de energia elétrica através de contratação de futuros para fornecimento aos clientes dos CUR no ano t.

5 - O preço médio de referência $\left(Pr^{Ref}_{Prazo,\,t}\right)$ que consta da expressão (85) é dado por aplicação do mecanismo eficiente de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$Pr^{Ref}_{Prazo,\,t} = \sum_{i}^{n} W_i \times Pr^{Ref}_{i} \times (1+\gamma) \quad (86)$$

em que:

W_i Proporção da quantidade de energia elétrica relativa à contratação *i*, adquirida nos termos da aplicação da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE, no total da energia elétrica adquirida para fornecimento aos clientes considerada na definição do preço médio de referência para o ano *t*

Pr_i^{Ref} Preço médio da contratação *i* estabelecido nos termos da metodologia constante de regulamentação complementar publicado pela ERSE, para entregas no ano t

γ Parâmetro que reflete o prémio de risco decorrente da parcela $CEE_{Prazo,t}^{Ref}$ da expressão (84) não ser ajustada.

6 - A proporção da quantidade de energia elétrica relativa à contratação *i* (W_i) que consta da expressão (84) é calculada do seguinte modo:

$$W_i = \frac{WCVEE_{Prazo,i}^{Ref}}{WCVEE_{Prazo,t}^{Ref}} \qquad (87)$$

em que:

$WCVEE_{Prazo,i}^{Ref}$ Quantidade de energia elétrica relativa à contratação *i*, adquirida nos termos da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE.

7 - Os custos $\left(\tilde{C}f_{CVEE,t}^{CR}\right)$ previstos na expressão (82) são dados por:

$$\tilde{C}f_{CVEE,t}^{CR} = \widetilde{Cf}_{CVEE,t} + \tilde{A}mf_{CVEE,t} + \tilde{A}ctf_{CVEE,t} \times \frac{r_{CVEE,t}^{CR}}{100} \qquad (88)$$

em que:

$\widetilde{Cf}_{CVEE,t}$ Custos de exploração afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\tilde{A}mf_{CVEE,t}$ Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado comparticipado, afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstas para o ano t

$\tilde{A}ctf_{CVEE,t}$ Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e comparticipações, afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r^{CR}_{CVEE,t}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem.

8 - Os custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos ($\widetilde{D}_{CVEE,t}$) são determinados a partir da seguinte expressão, quando este diferencial se apresentar positivo:

$$\widetilde{D}_{CVEE,t}=\left(\tilde{R}_{CVEE,t}\times\alpha_{CVEE,t}-\tilde{C}_{CVEE,t}\times PMP_{CVEE,t}\right)\times(1+T)\times\frac{1}{365}\times\frac{r_{CVEE,t}}{100} \quad (89)$$

sendo:

$$\alpha_{CVEE,t}=\begin{cases} PMR_{CVEE,t} \text{ se } \sigma_{CVEE,t}\leq N_{CVEE} \text{ dias} \\ N_{CVEE}+PMP_{CVEE,t} \text{ se } \sigma_{CVEE,t} > N_{CVEE} \text{ dias}\end{cases}$$

e

se $\widetilde{D}_{CVEE,t} < 0$, considerar-se-á $\widetilde{D}_{CVEE,t}= 0$

em que:

$\tilde{R}_{CVEE,t}$ Rendimentos do comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{CVEE,t}$ Gastos com a aquisição de energia elétrica e os gastos exploração externos fornecidos por terceiros da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

T Taxa de IVA aplicável

$\sigma_{CVEE,t}$ Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso

$r_{CVEE,t}$ Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso no ano t, em percentagem

N_{CVEE} Valor máximo do diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, a definir pela ERSE

$PMR_{CVEE,t}$ Prazo médio de recebimento de clientes no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso

$PMP_{CVEE,t}$ Prazo médio de pagamento a fornecedores no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso

9 - O ajustamento $\left(\Delta\tilde{R}^{CR}_{E,t-1}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}^{CR}_{E,t-1}=\left(\tilde{R}r^{CR}_{E,t-1}-C^{Sust}_{CVEE,t-1}-\tilde{R}^{CR}_{E,t-1}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (90)$$

em que:

$\tilde{R}r^{CR}_{E,t-1}$ Proveitos a recuperar da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-1

$C^{Sust}_{CVEE,t-1}$ Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t-1, recuperados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição

$\tilde{R}^{CR}_{E,t-1}$ Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstos no ano t-1, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (82)

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

10 -Nos casos em que o ajustamento ($\Delta\tilde{R}^{CR}_{E,t-1}$), definido no número anterior, tenha um valor positivo (devolução pela atividade ao sistema tarifário), a sua repercussão nos proveitos do ano t determinados pela expressão(82), pode ser parcial ou nula, sendo esta decisão condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários nos anos t e t+1 e de acordo com princípios de proporcionalidade, neutralidade financeira e equilíbrio entre estabilidade tarifária e de proteção dos consumidores, nos termos definidos no Artigo 17.º.

11 -O ajustamento ($\Delta R^{CR}_{E,t-2}$) previsto na expressão (82) é dado por:

$$\Delta R^{CR}_{E,t-2}=\left[\left(Rf^{CR}_{E,t-2}-C^{Sust}_{CVEE,t-2}\text{-}R^{CR}_{E,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)-\Delta R^{CR}_{E,prov}\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (91)$$

em que:

$Rf^{CR}_{E,t-2}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-2
$C^{Sust}_{CVEE,t-2}$	Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t-2, recuperados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição
$R^{CR}_{E,t-2}$	Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, determinados com base nos valores ocorridos em t-2, calculados pela expressão (82)
i^{E}_{t-2}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	*Spread* no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta R^{CR}_{E,prov}$	Valor do ajustamento provisório calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com a expressão (90), repercutido nos proveitos regulados do ano em curso conforme a decisão tomada nas tarifas do ano t-1 ao abrigo do número anterior
i^{E}_{t-1}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	*Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

12 -O desvio $\left(\Delta TVCF^{CR}_{E,t}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta TVCF_{E,t}^{CR} = \Delta_{t-2}^{TVCF} \quad (92)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCF} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-2 a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 190.º.

Artigo 126.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CR} \quad (93)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{UGS,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t

$\tilde{R}_{URT,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t

$\tilde{R}_{URD,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

Artigo 127.º

Custos de referência da atividade de Comercialização

Anualmente são definidos os custos de referência da atividade de Comercialização, de acordo com o Artigo 181.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente.

Artigo 128.º

Proveitos da atividade de Comercialização

1 - Os proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}r_{C,t}^{CR} = \tilde{R}_{C,NT,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,BTE,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,BTN,t}^{CR} - \tilde{E}xt_{CUR,\,t}^{TVCF} \qquad (94)$$

em que:

$\tilde{R}r_{C,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t

$\tilde{R}_{C,NT,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da atividade de Comercialização em MAT, AT e MT, calculados de acordo com a expressão (95), previstos para o ano t

$\tilde{R}_{C,BTE,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da atividade de Comercialização em BTE, calculados de acordo com a expressão (95), previstos para o ano t

$\tilde{R}_{C,BTN,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da atividade de Comercialização em BTN, calculados de acordo com a expressão (95), previstos para o ano t

$\tilde{E}xt_{CUR,\,t}^{TVCF}$ Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN, a repercutir na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previsto para o ano t.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{C,}^{CR} = \sum_{j} \tilde{R}_{C,j,t}^{CR} = \sum_{j} \left(\tilde{A}m_{C,j,t} + \tilde{A}ct_{C,j,t} \times \frac{r_{C,\,t}^{CR}}{100} - \Delta\tilde{C}C_{t-1}^{C,j} + \tilde{C}_{C,j,t} + \tilde{D}_{C,CVARTD,j,t} + Z_{C,j,t} - \Delta R_{C,j,t-2}^{CR} \right) \qquad (95)$$

em que:

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da atividade de Comercialização, previstos para o ano t

j Níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN

$\tilde{R}^{CR}_{C,j,t}$ Proveitos permitidos, por nível de tensão j, previstos para o ano t

$\tilde{A}m_{C,j,t}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{C,j,t}$ Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r^{CR}_{C,t}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\tilde{C}_{C,j,t}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t

$\tilde{D}_{C,CVARTD,j,t}$ Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos, por nível de tensão j, das atividades de Comercialização e de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição do Comercializador de Último Recurso, previstos para o ano t

$\Delta\tilde{C}C^{C,j}_{t-1}$ Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 158.º

$Z_{C,j,t}$ Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t

$\Delta R^{CR}_{C,j,t-2}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização, por nível de tensão j, relativo ao ano t-2.

3 - O ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta do comercializador de último recurso.

4 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{C,j,t}$) aceites pela ERSE têm por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 127.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{C,j,t}=\begin{cases} F_{C,j,t}+\sum_{i} V_{C,i,\,j,t}\times\tilde{D}C_{i,j,t}+O_{C,\,j,t} & t=1 \\ F_{C,j,t-1}\times\left(1+\frac{IPIB_{t-1}-X_{C,F,j,t}}{100}\right)+ & t>1 \\ +\sum_{i} V_{C,i,\,j,t-1}\times\left(1+\frac{IPIB_{t-1}-X_{C,V,j,t}}{100}\right)\times\tilde{D}C_{i,j,t}+O_{C,\,j,t} & \end{cases} \quad (96)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
j	Níveis de tensão
i	Indutor de custo
$FC_{t,j}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j
$V_{C,i,\,j,t}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j
$\tilde{D}C_{i,j,t}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, do ano t, por nível de tensão j
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{C,F,j,t}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$X_{C,V,j,t}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$O_{C,\,j,t}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j.

5 - Os custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos ($\tilde{D}_{C,CVARTD,j,t}$) são determinados a partir da seguinte expressão, quando este diferencial se apresentar positivo:

$$\tilde{D}_{C,CVART,j,t}=\beta_j\times\left(\tilde{D}_{C,t}+\tilde{D}_{CVARTD,t}\right) \quad (97)$$

em que:

$$\beta_j = \frac{\tilde{R}^{CR}_{C,j,t}}{\tilde{R}^{CR}_{C,t}}$$, em que $\tilde{R}^{CR}_{C,j,t}$ e $\tilde{R}^{CR}_{C,t}$ não incluem a componente $\tilde{D}_{C,CVARTD,j,t}$

e

$$\tilde{D}_{C,t} = \left(\tilde{R}E_{C,t} \times \alpha_{C,t} - \tilde{C}E_{C,t} \times PMP_{C,t}\right) \times (1+T) \times \frac{1}{365} \times \frac{r_{C,t}}{100}$$

e

$$\tilde{D}_{CVARTD,t} = \left[\begin{array}{l}\left(\tilde{R}r_{UGS,t} + \tilde{R}r_{URT,t} + \tilde{R}r_{URD,t}\right) \times \alpha_{CVARTD,t} - \\ -\left(\tilde{C}r_{UGS,t} + \tilde{C}r_{URT,t} + \tilde{C}r_{URD,t}\right) \times PMP_{CVARTD,t}\end{array}\right] \times (1+T) \times \frac{1}{365} \times \frac{r_{CVARTD,t}}{100}$$

sendo:

$$\alpha_{C,t} = \begin{cases} PMR_{C,t} \text{ se } \sigma_{C,t} \leq N_C \text{ dias} \\ N_C + PMP_{C,t} \text{ se } \sigma_{C,t} > N_C \text{ dias} \end{cases}$$

e

$$\alpha_{CVARTD,t} = \begin{cases} PMR_{CVARTD,t} \text{ se } \sigma_{CVARTD,t} \leq N_{CVARTD} \text{ dias} \\ N_{CVARTD} + PMP_{CVARTD,t} \text{ se } \sigma_{CVARTD,t} > N_{CVARTD} \text{ dias} \end{cases}$$

e

se $\tilde{D}_{C,t} < 0$, considerar-se-á $\tilde{D}_{C,t} = 0$

se $\tilde{D}_{CVARTD,t} < 0$, considerar-se-á $\tilde{D}_{CVARTD,t} = 0$

em que:

$\tilde{R}E_{C,t}$	Rendimentos do comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de comercialização, previstos para o ano t
$\tilde{R}r_{UGS,t}$	Rendimentos do comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{R}r_{URT,t}$	Rendimentos do comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano t
$\tilde{R}r_{URD,t}$	Rendimentos do comercializador de último recurso por aplicação da por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano t

$\tilde{C}E_{C,t}$	Custos de exploração externos fornecidos por terceiros da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, previstos para o ano t
$\tilde{C}r_{UGS,t}$	Gastos do comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{C}r_{URT,t}$	Gastos do comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, previstos para o ano t
$\tilde{C}r_{URD,t}$	Gastos do comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, previstos para o ano t
T	Taxa de IVA aplicável
$\sigma_{C,t}$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias, da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso
$\sigma_{CVARTD,t}$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição do comercializador de último recurso
$r_{C,t}$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados à atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, em percentagem
$r_{CVARTD,t}$	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados à atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição do comercializador de último recurso, em percentagem
N_C	Valor máximo do diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias, da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, a definir pela ERSE
N_{CVARTD}	Valor máximo do diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição do comercializador de último recurso, a definir pela ERSE
$PMR_{C,t}$	Prazo médio de recebimento de clientes no ano t, em dias, da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso

$PMR_{CVARTD,t}$ Prazo médio de recebimento de clientes no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição do comercializador de último recurso

$PMP_{C,t}$ Prazo médio de pagamento a fornecedores no ano t, em dias, da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso

$PMP_{CVARTD,t}$ Prazo médio de pagamento a fornecedores no ano t, em dias, da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição do comercializador de último recurso

6 - O ajustamento $\left(\Delta R^{CR}_{C,j,t-2}\right)$ é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R^{CR}_{C,j,t-2}=\left(Rf^{CR}_{C,j,t-2}+Ext^{TVCF}_{CUR,j,\,t-2}-R^{CR}_{C,j,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)- \quad (98)$$

$$-\Delta\tilde{C}C^{C,j}_{prov}\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

$Rf^{CR}_{C,j,t-2}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão j, por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t-2

$Ext^{TVCF}_{CUR,j,\,t-2}$ Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, no nível de tensão j, calculado com base nos valores verificados no ano t-2, recuperado por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

$R^{CR}_{C,j,t-2}$ Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão j, calculados através da expressão (95), com base nos valores verificados em t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

$\Delta\tilde{C}C_{prov}^{C,j}$ Valor do mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{C}C_{t-1}^{C,j}\right)$.

7 - O diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN, no ano t é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{E}xt_{CUR,\,t}^{TVCF} = \sum_{j'}\left(\tilde{R}_{C,j',t}^{CR} - \tilde{R}r_{C,j',t}^{CR} - C_{C,j',t}^{UGS}\right) \qquad (\ 99\ )$$

em que:

$\tilde{E}xt_{CUR,\,t}^{TVCF}$ Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN, previsto para o ano t,

j' Níveis de tensão MAT, AT, MT, BTE e BTN

$\tilde{R}_{C,j',t}^{CR}$ Proveitos permitidos, por nível de tensão j', previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (95)

$\tilde{R}r_{C,j',t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização no nível de tensão j', no ano t

$C_{C,j',t}^{UGS}$ Montante de créditos a devolver pelo comercializador de último recurso ao SEN, através das tarifas de Uso Global do Sistema, de acordo com o estabelecido no Artigo 129.º.

Artigo 129.º

Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte do comercializador de último recurso

1 - Os montantes apurados após a cessação do contrato de fornecimento de energia elétrica celebrados com o comercializador de último recurso, que tenham sido devidamente

comunicados ao consumidor titular dos mesmos créditos e que não tenham sido reclamados ou não tenha sido possível o seu reembolso num prazo de cinco anos após a referida comunicação, devem ser devolvidos ao SEN através da repercussão desses montantes nas tarifas suportadas por todos os consumidores.

2 - Os créditos a que se refere o número anterior incluem, designadamente, aqueles que, em obediência aos requisitos aí enunciados, resultem de acerto final de faturação, de sobrepagamentos efetuados pelos consumidores ao comercializador de último recurso, da impossibilidade de pagamento pelo comercializador de último recurso de compensações aos consumidores, no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço, ou de outras situações equiparadas.

3 - Para efeitos do disposto no n.º 1 -, presume-se que o consumidor teve conhecimento do direito de crédito três dias úteis após o envio da comunicação escrita enviada para o endereço do consumidor contratualmente previsto.

4 - Os valores dos créditos devidos aos clientes, a devolver ao SEN nos termos deste artigo, são deduzidos na rubrica relativa ao diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT), e BTE, a que se refere o n.º 7 - do artigo anterior.

Secção V

Proveitos do agregador de último recurso

Artigo 130.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{AUR}_{CVPRG,t}=\tilde{D}ifC^{AUR}_{CVPRG,t}+\tilde{C}f^{AUR}_{CVPRG,t}-\Delta\tilde{R}^{AUR}_{CVPRG,t-1}-\Delta R^{AUR}_{CVPRG,t-2} \quad (100)$$

em que:

$\tilde{R}^{AUR}_{CVPRG,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida previstos para o ano t

$\tilde{D}ifC^{AUR}_{CVPRG,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, nos termos previstos na legislação, previsto para o ano t

$\tilde{C}f^{AUR}_{CVPRG,t}$ Custos de funcionamento da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida

$\Delta\tilde{R}^{AUR}_{CVPRG,t-1}$ Valor estimado para o ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, no ano t- 1 a incorporar no ano t

$\Delta R^{AUR}_{CVPRG,t-2}$ Ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, recalculado com base em valores reais.

2 - Os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, previstos recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}r^{AUR}_{CVPRG,t}=\tilde{R}^{AUR}_{CVPRG,t} + \tilde{A}LS^{AUR}_{CVPRG,t} \quad (101)$$

em que:

$\tilde{R}^{AUR}_{CVPRG,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida previstos para o ano t

$\tilde{A}LS^{AUR}_{CVPRG,t}$ Valor líquido das parcelas referentes às transferências intertemporais (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores) do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, decorrentes da legislação em vigor, previstos para o ano t, definidos nas alíneas a) a d).

a) O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida pode ser sujeito a uma transferência intertemporal para anos subsequentes àquele a que diz respeito, nos termos da legislação em vigor.

b) Na transferência intertemporal de proveitos referida no número anterior é aplicada uma taxa de juro definida de acordo com a legislação em vigor.

c) A parcela de proveitos permitidos que é transferida para os anos subsequentes é identificada como ajustamento tarifário e, quando aplicável, suscetível de ser transmitida, nos termos da legislação em vigor.

d) A parcela de proveitos referida na alínea anterior é publicada pela ERSE na Diretiva anual que aprova as tarifas de eletricidade.

3 - O diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida $\left(\tilde{D}ifC^{AUR}_{CVPRG,t}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}ifC^{AUR}_{CVPRG,t}=\tilde{C}^{AUR}_{CVPRG,t}-\tilde{V}^{AUR}_{CVPRG,t}+\tilde{O}C^{AUR}_{CVPRG,t} \quad (102)$$

em que:

$\tilde{C}^{AUR}_{CVPRG,t}$ Custos com aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, previstos para o ano t

$\tilde{V}^{AUR}_{CVPRG,t}$ Vendas da energia elétrica dos produtores com remuneração garantida, previstas para o ano t

$\tilde{O}C^{AUR}_{CVPRG,t}$ Outros custos relativos a produtores com remuneração garantida, previstos para o ano t

4 - Os custos de funcionamento $\left(\tilde{C}f^{AUR}_{CVPRG,t}\right)$ previstos na expressão (100) são dados por:

$$\tilde{C}f^{AUR}_{CVPRG,t}=\tilde{C}E^{AUR}_{CVPRG,t}+\tilde{A}m^{AUR}_{CVPRG,t}+\tilde{A}ct^{AUR}_{CVPRG,t}\times\frac{r^{AUR}_{CVPRG,t}}{100} \quad (103)$$

em que:

$\tilde{C}E^{AUR}_{CVPRG,t}$ Custos de exploração afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, previstos para o ano t

$\tilde{A}m^{AUR}_{CVPRG,t}$ Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado comparticipado, afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct^{AUR}_{CVPRG,t}$ Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e comparticipações, afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r^{AUR}_{CVPRG,t}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem.

5 - Nos casos em que o ajustamento ($\Delta\tilde{R}^{AUR}_{CVPRG,t-1}$), definido no número anterior, tenha um valor positivo (devolução pela atividade ao sistema tarifário), a sua repercussão nos proveitos do ano t

determinados pela expressão (100), pode ser parcial ou nula, sendo esta decisão condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários nos anos t e t+1 e de acordo com princípios de proporcionalidade, neutralidade financeira e equilíbrio entre estabilidade tarifária e de proteção dos consumidores, nos termos definidos no Artigo 17.º.

6 - O ajustamento $\left(\Delta\tilde{R}^{AUR}_{CVPRG,t-1}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}^{AUR}_{CVPRG,t-1}=\left(\tilde{R}f^{AUR}_{CVPRG,t-1}-\tilde{R}r^{AUR}_{CVPRG,t-1}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (104)$$

em que:

$\tilde{R}f^{AUR}_{CVPRG,t-1}$ Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, previstos transferir em t-1 pelo operador da rede de distribuição e decorrentes da aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$\tilde{R}r^{AUR}_{CVPRG,t-1}$ Proveitos previstos recuperar pela atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, determinados com base nos valores previstos no ano em curso, calculados pela expressão (101)

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

7 - O ajustamento $\left(\Delta R^{AUR}_{CVPRG,t-2}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta R^{AUR}_{CVPRG,t-2}=\left[\begin{array}{l}\left(Rf^{AUR}_{CVPRG,t-2}-Rr^{AUR}_{CVPRG,t-2}\right)\times\\ \times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)-\Delta R^{AUR}_{CVPRG,prov}\end{array}\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (105)$$

em que:

$Rf^{AUR}_{CVPRG,t-2}$ Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, transferidos em t-2 pelo operador da rede de distribuição e decorrentes da aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rr^{AUR}_{CVPRG,t-2}$ Proveitos recuperados da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, determinados com base nos valores reais, calculados pela expressão (101)

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta R^{AUR}_{CVPRG,prov}$ Valor do ajustamento provisório calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com a expressão (104), repercutido nos proveitos regulados do ano em curso conforme a decisão tomada nas tarifas do ano t-1 ao abrigo do número anterior

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 131.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t}=\tilde{D}ifC^{AUR}_{CVPREAC,t}+\tilde{C}f^{AUR}_{CVPREAC,t}-\Delta\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t-1}-\Delta R^{AUR}_{CVPREAC,t-2} \quad (106)$$

em que:

$\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, previstos para o ano t

$\tilde{D}ifC^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, nos termos previstos na legislação, previsto para o ano t

$\tilde{C}f^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo

$\Delta\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t-1}$ Valor estimado do ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta R^{AUR}_{CVPREAC,t-2}$ Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, calculado com base em valores reais.

2 - O diferencial de custo $\left(\tilde{D}ifC^{AUR}_{CVPREAC,t}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}ifC^{AUR}_{CVPREAC,t}=\tilde{C}^{AUR}_{CVPREAC,t}-\tilde{V}^{AUR}_{CVPREAC,t}+\tilde{O}C^{AUR}_{CVPREAC,t} \quad (107)$$

em que:

$\tilde{C}^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Custos com aquisição de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, previstos para o ano t

$\tilde{V}^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Receitas das vendas de energia elétrica de produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, previstas para o ano t

$\tilde{O}C^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Outros custos relativos a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previstos para o ano t

3 - Os custos de funcionamento $\left(\tilde{C}f^{AUR}_{CVPREAC,t}\right)$ previstos na expressão (106) são dados por:

$$\tilde{C}f^{AUR}_{CVPREAC,t}=\tilde{C}E^{AUR}_{CVPREAC,t}+\tilde{A}m^{AUR}_{CVPREAC,t}+\tilde{A}ct^{AUR}_{CVPREAC,t}\times\frac{r^{AUR}_{CVPREAC,t}}{100} \quad (108)$$

em que:

$\tilde{C}E^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Custos de exploração afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previstos para o ano t

$\tilde{A}m^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado comparticipado, afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e comparticipações, afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r^{AUR}_{CVPREAC,t}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem.

4 - O ajustamento $\left(\Delta\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t-1}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t-1}=\left(\tilde{R}f^{AUR}_{CVPREAC,t-1}-\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t-1}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (109)$$

em que:

$\tilde{R}f^{AUR}_{CVPREAC,t-1}$ Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previstos transferir em t-1 pelo operador da rede de distribuição e decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$\tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t-1}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, determinado com base nos valores previstos para o ano t-1 em curso, calculados pela expressão (106)

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

5 - O ajustamento $\left(\Delta R^{AUR}_{CVPREAC,t-2}\right)$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta R^{AUR}_{CVPREAC,t-2} = \left[\begin{array}{l} \left(Rf^{AUR}_{CVPREAC,t-2} - R^{AUR}_{CVPREAC,t-2}\right) \times \\ \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) - \Delta R^{AUR}_{CVPREAC,prov} \end{array} \right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (110)$$

em que:

$Rf^{AUR}_{CVPREAC,t-2}$ Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, transferidos em t-2 pelo operador da rede de distribuição e decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$R^{AUR}_{CVPREAC,t-2}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (106)

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta R^{AUR}_{CVPREAC,prov}$ Valor do ajustamento provisório calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com o número 4 -, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta \tilde{R}^{AUR}_{CVPREAC,t-1}\right)$

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção VI

Proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAA

Artigo 132.º

Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{A^{AGS}} = \tilde{C}_{SPA,t}^{A^{AGS}} + \tilde{C}_{SIA,t}^{A^{AGS}} + \tilde{A}m_t^{A^{AGS}} + \tilde{A}ct_t^{A^{AGS}} \times \frac{r_t^{A^{AGS}}}{100} + \tilde{C}_t^{A^{AGS}} + \tilde{C}mnt_t^{A^{AGS}} + \tilde{C}omb_t^{A^{AGS}} + \\ + \tilde{L}ubr_t^{A^{AGS}} + \tilde{O}_t^{A^{AGS}} + Z_t^{A^{AGS}} \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R_{t-1}^{A^{AGS}} - \Delta R_{t-2}^{A^{AGS}} \quad (111)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{SPA,t}^{A^{AGS}}$ Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAA, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{SIA,t}^{A^{AGS}}$ Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA, previstos para o ano t

$\tilde{A}m_t^{A^{AGS}}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_t^{A^{AGS}}$ Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_t^{A^{AGS}}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\tilde{C}_t^{A^{AGS}}$ Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t

$\tilde{C}mnt_t^{A^{AGS}}$ Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA aceites pela ERSE, previsto para o ano t

$\tilde{C}omb_t^{A^{AGS}}$ Custos com os combustíveis, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t

$\tilde{L}ubr_t^{A^{AGS}}$ Custos com lubrificantes e outros fluídos, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t

$\tilde{O}_t^{A^{AGS}}$ Outros custos, nomeadamente os relacionados com a aquisição de licenças de CO_2 , aceites pela ERSE, no ano t

$Z_t^{A^{AGS}}$ Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, previstos para o ano t

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta R_{t-1}^{A^{AGS}}$ Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta R_{t-2}^{A^{AGS}}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - Os proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA a recuperar no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}r_t^{A^{AGS}} = \tilde{R}_t^{A^{AGS}} - \tilde{R}_{t.social,t}^{RAA} \qquad (112)$$

em que:

$\tilde{R}r_t^{A^{AGS}}$ Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, previstos para o ano t

$\tilde{R}_t^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{t.social,t}^{RAA}$ Montante a transferir pelo operador da rede de transporte do continente decorrente da aplicação da tarifa social na RAA, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 134.º.

3 - A nova capacidade de produção na Região Autónoma dos Açores deve ser atribuída através de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios, que fixem como preço máximo para a aquisição dessa produção o valor mínimo entre o custo nivelado de produção da tecnologia em causa e o custo unitário médio de produção do sistema eletroprodutor onde a nova capacidade se ligará.

4 - Os custos associados à introdução de nova capacidade de produção poderão não ser aceites, sempre que o custo unitário no respetivo sistema eletroprodutor daí resultante seja superior ao custo unitário anterior à introdução dessa nova capacidade e a atribuição da mesma não siga o disposto no número anterior.

5 - O disposto nos números 3 - e 4 - não impede que sejam aceites, casuisticamente, custos de nova capacidade, quando os seus objetivos, custos e benefícios sejam devidamente expostos e justificados.

6 - O ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

7 - Os custos de exploração $\left(\tilde{C}_t^{A^{AGS}}\right)$ aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_t^{A^{AGS}} = \begin{cases} FC_t^{A^{AGS}} + \sum_i VC_{i_t}^{A^{AGS}} \times \tilde{DC}_{i_t}^{A^{AGS}} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{A^{AGS}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{A^{AGS}}}{100}\right) + & t>1 \\ + \sum_i VC_{i_{t-1}}^{A^{AGS}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{A^{AGS}}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{i_t}^{A^{AGS}} & \end{cases} \quad (113)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
i	Indutor de custo
$FC_t^{A^{AGS}}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t
$VC_{i_t}^{A^{AGS}}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t
$\widetilde{DC}_{i_t}^{A^{AGS}}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{FC}^{A^{AGS}}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, em percentagem
$X_{VC_i}^{A^{AGS}}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, em percentagem.

8 - Os custos dos combustíveis consumidos na produção de energia elétrica $\left(\tilde{C}omb_t^{A^{AGS}}\right)$ são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 133.º

9 - O ajustamento $\left(\Delta\tilde{R}_{t-1}^{A^{AGS}}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{t-1}^{A^{AGS}} = \left[\tilde{R}r_{t-1}^{A^{AGS}} - \left(R_{t-1}^{A^{AGS}} - \Delta_{t-1}^{TVCFA}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (114)$$

em que:

$\tilde{R}r_{t-1}^{A^{AGS}}$	Valor dos proveitos estimados recuperar por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA acrescidos pela Compensação estimada pagar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-1 relativa ao sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-1

$\tilde{R}_{t-1}^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos estimados da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-1, calculados em t-1 através da expressão (111), com base em valores verificados em t-1

Δ_{t-1}^{TVCFA} Ajustamento estimado resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA, no ano t-1, a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 193.º, aplicado aos valores do ano t-1.

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

10 -O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{A^{AGS}}\right)$ previsto na expressão (111) é dado por:

$$\Delta R_{T-2}^{A^{AGS}} = \left[RR_{T-2}^{A^{AGS}} + SA_{T-2}^{AGS} + SRAA_{T-2}^{AGS} - \left(R_{T-2}^{A^{AGS}} - \Delta_{T-2}^{TVCFA}\right)\right] \times \left(1 + \frac{I_{T-2}^{E} + \Delta_{T-2}}{100}\right) \times \times \left(1 + \frac{I_{T-1}^{E} + \Delta_{T-1}}{100}\right) - \Delta\tilde{R}_{PROV}^{A^{AGS}} \times \left(1 + \frac{I_{T-1}^{E} + \Delta_{T-1}}{100}\right) \quad (115)$$

em que:

$Rr_{t-2}^{A^{AGS}}$ Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA, no ano t-2

SA_{t-2}^{AGS} Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 137.º

$SRAA_{t-2}^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano t-2, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade

$R_{t-2}^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (111), com base em valores verificados em t-2

Δ_{t-2}^{TVCFA} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 193.º

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{R}^{A^{AGS}}_{PROV}$ Valor do ajustamento provisório da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com a expressão (114)

Artigo 133.º

Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica

1 - No âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, os custos com os combustíveis decorrentes da produção de energia elétrica, no ano t, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{C}omb^{A^{AGS}}_{t} = \sum_{c}\sum_{k} \tilde{C}ombu^{ref}_{c,\,t} \times \tilde{Q}Comb^{A}_{c,\,k,t} + \sum_{c} \tilde{C}^{A}_{c,\,k,\,t} + \sum_{c} \tilde{A}^{A}_{c,\,k,t} \qquad (\ 116\ )$$

em que:

$\tilde{C}omb^{A^{AGS}}_{t}$ Custo com combustíveis a consumir na produção de energia elétrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano t

c Tipo de combustível c da RAA

k Ilha k da RAA

$\tilde{C}ombu^{ref}_{c,\,t}$ Custo unitário do combustível c para produção de energia elétrica praticado no mercado primário de referência, acrescido de margem de comercialização, previsto para o ano t

$\tilde{Q}Comb^{A}_{c,\,k,t}$ Quantidade de combustível c a consumir na produção de energia elétrica, no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, prevista para o ano t, na ilha k, em unidades físicas

$\tilde{C}^{A}_{c,\,k,t}$ Custos eficientes com a descarga, transporte e comercialização do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k, previsto para o ano t

$\tilde{A}^{A}_{c,\,k,t}$ Custos aceites com o armazenamento do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, na ilha k, no ano t.

2 - Os custos eficientes com a descarga, transporte e comercialização do combustível são fixados para o primeiro ano do período de regulação $\left(\tilde{C}^{A}_{c,\,k,1}\right)$ e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}^{A}_{c,\,k,t} = \begin{cases} \tilde{C}^{A}_{c,\,k,1} \\ \tilde{C}^{A}_{c,\,k,t-1} \times \left(1-\tau^{A}_{c,\,t}\right) \quad \text{para } t>1 \end{cases} \qquad (117)$$

em que:

$\tau^{A}_{c,\,t}$ Fator de eficiência associado aos custos com a descarga, transporte e comercialização do combustível c na Região Autónoma dos Açores, no ano t.

3 - Os custos aceites com o armazenamento do combustível c $\left(\tilde{A}^{A}_{c,\,k,t}\right)$ são determinados anualmente pela aplicação da taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA ao valor líquido do ativo de cada instalação de armazenamento, acrescido das amortizações anuais desse ativo e dos custos operacionais anuais de cada instalação de armazenamento.

$$\tilde{A}^{A}_{c,\,k,t} = \left\{ \tilde{A}m^{A^{AGS}}_{c,\,k,t} + \tilde{A}ct^{A^{AGS}}_{c,\,k,t} \times \frac{r^{A^{AGS}}_{t}}{100} + \tilde{C}^{A^{AGS}}_{c,\,k,t} \right. \qquad (118)$$

em que:

$\tilde{A}m^{A^{AGS}}_{c,\,k,t}$ Amortizações do ativo afeto às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, líquidas das amortizações e comparticipações, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct^{A^{AGS}}_{c,\,k,t}$ Valor médio do ativo afeto às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r^{A^{AGS}}_{t}$ Taxa de remuneração do ativo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\tilde{C}^{A^{AGS}}_{c,\,k,t}$ Custos de exploração afetos às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, previstos para o ano t

4 - Os valores dos ativos e dos custos de exploração afetos às instalações de armazenamento do combustível, mencionados no ponto anterior, são determinados tendo em conta os custos de referência apurados para cada instalação.

5 - Os custos aceites com o armazenamento do combustível podem, em alternativa ao cálculo efetuado por aplicação dos pontos 3 - e 4 -, ser um valor considerado eficiente, por resultar de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios.

Artigo 134.º

Custos com a aplicação da tarifa social na RAA

1 - O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social na RAA processa-se nos termos do disposto na legislação aplicável.

2 - Os custos referidos no número anterior são devidos à entidade concessionária da RNT, enquanto Operador do Sistema de acordo com o estabelecido no RRC.

3 - O operador da rede de transporte do continente transfere em prestações iguais e com periodicidade mensal para a empresa responsável pela rede elétrica na RAA os montantes definidos anualmente pela ERSE nos documentos de tarifas.

4 - O montante anual a transferir pelo operador da rede de transporte do Continente para financiamento dos custos com a tarifa social na RAA previstos para o ano t, é dado pela expressão:

$$\tilde{R}^{RAA}_{t.social,t} = \tilde{S}soc^{RAA}_{Pol,t} - \Delta^{RAA}_{t.social,t-1} - \Delta^{RAA}_{t.social,t-2} \qquad (119)$$

em que:

$\tilde{R}^{RAA}_{t.social,t}$ Montante a transferir pelo operador da rede de transporte do Continente para financiamento dos custos com a tarifa social, previsto para o ano t

$\tilde{S}soc^{RAA}_{Pol,t}$ Desconto decorrente da aplicação da tarifa social na RAA, previstos para o ano t

$\Delta^{RAA}_{t.social,\,t-1}$ Ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social

$\Delta^{RAA}_{t.social,t-2}$ Ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-2, por aplicação da tarifa social.

5 - O ajustamento ($\Delta^{RAA}_{t.social,t-1}$) é dado pela expressão:

$$\Delta^{RAA}_{t.social,t-1}=\left[Rt^{RAA}_{t.social,t-1}-R^{RAA}_{t.social,t-1}\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (120)$$

em que:

$Rt^{RAA}_{t.social,t-1}$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do Continente para financiamento do custo previsto da tarifa social na RAA no ano t-1, definidos pela ERSE nos documentos de tarifas

$R^{RAA}_{t.social,t-1}$ Desconto relativo à tarifa social previsto conceder pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA no ano t-1

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

6 - O ajustamento ($\Delta^{RAA}_{t.social,t-2}$) é dado pela expressão:

$$\Delta^{RAA}_{t.social,t-2}=\left[\left(Rt^{RAA}_{t.social,t-2}-R^{RAA}_{t.social,t-2}\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-2}+\delta_{t-2}}{100}\right)-\Delta^{RAA}_{t.social,t-1}\right]\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (121)$$

em que:

$Rt^{RAA}_{t.social,t-2}$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do Continente para financiamento do custo da tarifa social na RAA no ano t-2, definidos pela ERSE nos documentos de tarifas

$R^{RAA}_{t.social,t-2}$ Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA no ano t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta^{RAA}_{t.social,t-1}$ Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 135.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia elétrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{A^D} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{A^D} + \tilde{A}ct_{j,t}^{A^D} \times \frac{r_t^{A^D}}{100} - \Delta\tilde{C}C_{j,t-1}^{A^D} - \tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{A^D} + \tilde{C}_{j,t}^{A^D} + Z_{j,t}^{A^D} - \Delta R_{j,t-2}^{A^D} \right) \quad (122)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{A^D}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, previstos para o ano t

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$\tilde{A}m_{j,t}^{A^D}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{j,t}^{A^D}$ Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_t^{A^D}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\Delta\tilde{C}C_{j,t-1}^{A^D}$ Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 158.º

$\tilde{D}^{A^D}_{CAPEX,j,t}$ Parcela a deduzir ao CAPEX, por nível de tensão j, para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório, por não estarem a cumprir os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados, prevista para o ano t

$\tilde{C}^{A^D}_{j,t}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t

$Z^{A^D}_{j,t}$ Outros montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, previstos para o ano t

$\Delta R^{A^D}_{j,t-2}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

3 - A parcela a deduzir ao CAPEX $\left(\tilde{D}^{A^D}_{CAPEX,j,t}\right)$ é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}^{A^D}_{CAPEX,j,t} = \sum_i \tilde{A}ctNAceite_{A_D,j,t_i} \times \frac{\tilde{r}^{A^D}_{cp,t}}{100} \times (1\text{-}G) \times \tilde{k}^{A^D}_{j,t_i} \quad (123)$$

com:

i Índice para identificação dos ativos entrados em exploração e não aceites para efeitos de cálculo de retribuição integral no ano t

em que:

$\tilde{A}ctNAceite_{A_D,j,t_i}$ Valor médio do ativo fixo i, por nível de tensão j, entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição integral previsto para o ano t, líquido de amortizações e comparticipações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t

$\tilde{r}^{A^D}_{cp,t}$ Taxa de remuneração do capital próprio implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem, resultante da metodologia definida para o período de regulação

G	Rácio de endividamento (*gearing*) implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade
$\tilde{k}^{A^D}_{j,t_i}$	Parâmetro entre 0 (zero) e 1 (um), por nível de tensão j, a definir para cada ativo i entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição no ano t.

4 - Os custos de exploração ($\tilde{C}^{A^D}_{j,t}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}^{A^D}_{j,t} = \begin{cases} FC^{A^D}_{j,t} + \sum_i VC^{A^D}_{i_{j,t}} \times \tilde{DC}^{A^D}_{i_{j,t}} & t = 1 \\ FC^{A^D}_{j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X^{A^D}_{FC,j}}{100}\right) + & t>1 \\ + \sum_i VC^{A^D}_{i_{j,t-1}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X^{A^D}_{VC_{i,j}}}{100}\right) \times \tilde{DC}^{A^D}_{i_{j,t}} & \end{cases} \quad (124)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
i	Indutor de custo
j	Níveis de tensão AT/MT e BT
$FC^{A^D}_{j,t}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, no ano t
$VC^{A^D}_{i_{j,t}}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{DC}^{A^D}_{i_{j,t}}$	Valor previsto para o indutor i de custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, no ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X^{A^D}_{FC,j}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, em percentagem

$X_{VC_{i,j}}^{A^D}$ Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, em percentagem.

5 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{A^D}\right)$ previsto na expressão (122) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{A^D}=\left(Rr_{j,t-2}^{A^D}+SA_{j,t-2}^{D}+SRAA_{j,t-2}^{D}-R_{j,t-2}^{A^D}-TINS_{BT,t}^{A^D}+CQS_{j,t-2}^{A^D}\right)\times\left(1+\frac{i_{t-2}^{E}+\delta_{t-2}}{100}\right)\times$$
$$\times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right)-\Delta\tilde{C}C_{j,prov}^{A^D}\times\left(1+\frac{i_{t-1}^{E}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (125)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{A^D}$ Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da empresa responsável pela rede elétrica na RAA, por nível de tensão j, no ano t- 2

$SA_{j,t-2}^{D}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 137.º

$SRAA_{j,t-2}^{D}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t-2, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade

$R_{j,t-2}^{A^D}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (122), com base em valores verificados em t-2

$TINS_{BT,t}^{A^D}$ Montante anual do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, calculado de acordo com o estabelecido no RSRI

$CQS_{j,t-2}^{A^D}$ Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no RQS

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

$\Delta\tilde{C}C^{A^D}_{j,prov}$ Valor do mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{C}C^{A^D}_{j,t-1}\right)$.

Artigo 136.º

Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{A^C}_t = \sum_j \left(\tilde{A}m^{A^C}_{j,t} + \tilde{A}ct^{A^C}_{j,t} \times \frac{r^{A^C}_t}{100} - \Delta\tilde{C}C^{A^C}_{j,T-1} + \tilde{C}^{A^C}_{j,t} + Z^{A^C}_{j,t} \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R^{A^C}_{j,t-2} \right) \quad (126)$$

em que:

j Níveis de tensão MT e BT

$\tilde{A}m^{A^C}_{j,t}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct^{A^C}_{j,t}$ Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r^{A^C}_t$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\Delta\tilde{C}C^{A^C}_{j,t-1}$ Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 158.º

$\tilde{C}^{A^C}_{j,t}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t

$Z_{j,t}^{AC}$ Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, previstos para o ano t

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta R_{j,t-2}^{AC}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

3 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{AC}$) aceites pela ERSE são calculados tendo por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 127.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{AC} = \begin{cases} F_{j,t}^{AC} + \sum_{i} V_{i,j,t}^{AC} \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{AC} + O_{j,t}^{AC} & t = 1 \\ F_{j,t-1}^{AC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{F_{j,t}}^{AC}}{100}\right) + & t>1 \\ + \sum_{i} V_{i,j,t-1}^{AC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{V_{i,j,t}}^{AC}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{AC} + O_{j,t}^{AC} & \end{cases} \quad (127)$$

em que:

t Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados

j Níveis de tensão AT/MT e BT

i Indutor de custo

$F_{j,t}^{AC}$ Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$V_{i,j,t}^{A^C}$ Componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$\widetilde{DC}_{i,j,t}^{A^C}$ Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, do ano t, por nível de tensão j

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1

$X_{F_{j,t}}^{A^C}$ Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j

$X_{V_{i,j,t}}^{A^C}$ Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j

$O_{j,t}^{A^C}$ Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j.

4 - A rubrica relativa aos custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, inclui os montantes relativos aos créditos devidos aos consumidores por parte dos comercializadores de último recurso de eletricidade, apurados em termos similares aos definidos no Artigo 129.º, com as devidas adaptações ao caso da RAA.

5 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{A^C}\right)$ previsto na expressão (126) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{A^C} = \left(Rr_{j,t-2}^{A^C} + SA_{j,t-2}^{C} + SRAA_{j,t-2}^{C} - R_{j,t-2}^{A^C}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \quad (128)$$

$$- \Delta\widetilde{CC}_{j,prov}^{A^C} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{A^C}$ Proveitos recuperados por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA, por nível de tensão j, no ano t-2

$SA_{j,t-2}^{C}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 137.º

$SRAA^{C}_{j,t-2}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano t-2, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade

$R^{A^C}_{j,t-2}$ Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (126), com base em valores verificados em t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

$\Delta\tilde{C}C^{A^C}_{j,prov}$ Valor do mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{C}C^{A^C}_{j,t-1}\right)$.

Artigo 137.º

Custo com a convergência tarifária na RAA

1 - O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t}=\tilde{S}A^{AGS}_{t}+\tilde{S}A^{D}_{t}+\tilde{S}A^{C}_{t} \qquad (129)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, previsto para o ano t

$\tilde{S}A^{AGS}_{t}$ Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, previsto para o ano t

$\tilde{S}A_t^D$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, previsto para o ano t

$\tilde{S}A_t^C$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, previsto para o ano t.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}A_t^{AGS}\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^{AGS} = \tilde{R}r_t^{A^{AGS}} - \tilde{R}_{AGS,t}^{A} - \tilde{S}RAA_t^{AGS} \qquad (130)$$

em que:

$\tilde{R}r_t^{A^{AGS}}$ Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (111) do Artigo 132.º

$\tilde{R}_{AGS,t}^{A}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA, no ano t

$\tilde{S}RAA_t^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

3 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}A_t^D\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^D = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^D = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{A^D} - \tilde{R}_{D,j,t}^{A} - \tilde{S}RAA_{j,t}^D\right) \qquad (131)$$

em que:

$\tilde{S}A_{j,t}^D$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, no nível de tensão j, previsto para o ano t

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$\tilde{R}_{j,t}^{A^D}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (122) do Artigo 135.º

$\tilde{R}^{A}_{D,j,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da empresa responsável pela rede elétrica na RAA, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{S}RAA^{D}_{j,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

4 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}A^{C}_{t}\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A^{C}_{t} = \sum_{j} \tilde{S}A^{C}_{j,t} = \sum_{j} \left(\tilde{R}^{A^{C}}_{j,t} - \tilde{R}^{A}_{C,j,t} - \tilde{S}RAA^{C}_{j,t}\right) \quad (132)$$

em que:

$\tilde{S}A^{C}_{j,t}$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, no nível de tensão j, previsto para o ano t

j Níveis de tensão MT e BT

$\tilde{R}^{A^{C}}_{j,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (126) do Artigo 136.º

$\tilde{R}^{A}_{C,j,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{S}RAA^{C}_{j,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

Artigo 138.º

Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a empresa responsável pela rede elétrica na RAA

O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema $\left(\tilde{R}AA_{Pol,t}\right)$, no ano t, é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a empresa responsável pela rede elétrica na RAA, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{m,t} = \frac{1}{12}\tilde{R}AA_{Pol,t} \quad (133)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t.

Secção VII

Proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAM

Artigo 139.º

Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t, são dados pela expressão

$$\tilde{R}_t^{M^{AGS}} = \tilde{C}_{SPM,t}^{M^{AGS}} + \tilde{C}_{SIM,t}^{M^{AGS}} + \tilde{A}m_t^{M^{AGS}} + \tilde{A}ct_t^{M^{AGS}} \times \frac{r_t^{M^{AGS}}}{100} + \tilde{C}_t^{M^{AGS}} + \tilde{C}mnt_t^{M^{AGS}} + \quad (134)$$

$$+ \tilde{C}omb_t^{M^{AGS}} + \tilde{O}_t^{M^{AGS}} + Lubr_t^{M^{AGS}} + Z_t^{M^{AGS}} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta\tilde{R}_{t-1}^{M^{AGS}} - \Delta R_{t-2}^{M^{AGS}}$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{SPM,t}^{M^{AGS}}$ Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores em regime de serviço público da RAM imputados à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{SIM,t}^{M^{AGS}}$ Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial da RAM imputados à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previstos para o ano t

$\tilde{A}m_t^{M^{AGS}}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_t^{M^{AGS}}$ Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r_t^{M^{AGS}}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\tilde{C}_t^{M^{AGS}}$ Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t

$\tilde{C}mnt_t^{M^{AGS}}$ Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM aceites pela ERSE, previsto para o ano t

$\tilde{C}omb_t^{M^{AGS}}$ Custos com os combustíveis, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t

$\tilde{L}ubr_t^{M^{AGS}}$ Custos com lubrificantes e outros fluídos, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t

$\tilde{O}_t^{M^{AGS}}$ Outros custos, nomeadamente os relacionados com a aquisição de licenças de CO_2 , aceites pela ERSE, no ano t

$Z_t^{M^{AGS}}$ Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previstos para o ano t

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{R}_{t-1}^{M^{AGS}}$ Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM a recuperar no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}r_t^{M^{AGS}} = \tilde{R}_t^{M^{AGS}} - \tilde{R}_{t.social,t}^{RAM} \quad (135)$$

em que:

$\tilde{R}r_t^{M^{AGS}}$ Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previstos para o ano t

$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{t.social,t}^{RAM}$ Montante a transferir pelo operador da rede de transporte do continente decorrente da aplicação da tarifa social na RAM, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 141.º.

3 - A nova capacidade de produção na Região Autónoma da Madeira deve ser atribuída através de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios, que fixem como preço máximo para a aquisição dessa produção o valor mínimo entre o custo nivelado de produção da tecnologia em causa e o custo unitário médio de produção do sistema eletroprodutor onde a nova capacidade se ligará.

4 - Os custos associados à introdução de nova capacidade de produção poderão não ser aceites, sempre que o custo unitário no respetivo sistema electroprodutor daí resultante seja superior ao custo unitário anterior à introdução dessa nova capacidade, e a atribuição da mesma não siga o disposto no número anterior

5 - O disposto nos números 3 - e 4 - não impede que sejam aceites, casuisticamente, custos de nova capacidade, quando os seus objetivos, custos e benefícios sejam devidamente expostos e justificados.

6 - O ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

7 - Os custos de exploração $\left(\tilde{C}_t^{M^{AGS}}\right)$ aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_t^{M^{AGS}} = \begin{cases} FC_t^{M^{AGS}} + \sum_i VC_{i_t}^{M^{AGS}} \times \tilde{DC}_{i_t}^{M^{AGS}} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{M^{AGS}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{M^{AGS}}}{100}\right) + & t>1 \\ + \sum_i VC_{i_{t-1}}^{M^{AGS}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{M^{AGS}}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{i_t}^{M^{AGS}} & \end{cases} \quad (136)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
I	Indutor de custo
$FC_t^{M^{AGS}}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t
$VC_{i_t}^{M^{AGS}}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t
$\tilde{DC}_{i_t}^{M^{AGS}}$	Valor previsto para o indutor de custos i de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{FC}^{M^{AGS}}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, em percentagem
$X_{VC_i}^{M^{AGS}}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, em percentagem.

8 - Os custos dos combustíveis consumidos na produção de energia elétrica $\left(\tilde{C}omb_t^{M^{AGS}}\right)$ são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 140.º.

9 - O ajustamento $\left(\Delta\tilde{R}_{t-1}^{M^{AGS}}\right)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{t-1}^{M^{AGS}} = \left[\tilde{R}r_{t-1}^{M^{AGS}} - \left(R_{t-1}^{M^{AGS}} - \Delta_{t-1}^{TVCFM}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (137)$$

em que:

$\tilde{R}r_{t-1}^{M^{AGS}}$ Valor dos proveitos estimados recuperar por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAM acrescidos pela Compensação estimada pagar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-1 relativa ao sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-1

$\tilde{R}_{t-1}^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos estimados da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-1, calculados em t-1 através da expressão (134), com base em valores verificados em t-1

Δ_{t-1}^{TVCFM} Ajustamento estimado resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM, no ano t-1, a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 196.º, aplicado aos valores do ano t-1.

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

10 -O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}}\right)$ previsto na expressão (134) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}} = \left[Rr_{t-2}^{M^{AGS}} + SM_{t-2}^{AGS} + SRAM_{t-2}^{AGS} - \left(R_{t-2}^{M^{AGS}} - \Delta_{t-2}^{TVCFM}\right)\right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \quad (138)$$

$$\times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta\tilde{R}_{PROV}^{M^{AGS}} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

$Rr_{t-2}^{M^{AGS}}$ Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, no ano t-2

SM_{t-2}^{AGS} Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2 relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 144.º

$SRAM_{t-2}^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano t-2, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade

$R_{t-2}^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (134), com base em valores verificados em t-2

Δ_{t-2}^{TVCFM} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 196.º

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

$\Delta\tilde{R}_{PROV}^{M^{AGS}}$ Valor do ajustamento provisório da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2, de acordo com a expressão (137)

Artigo 140.º

Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica

1 - No âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, os custos com os combustíveis decorrentes da produção de energia elétrica, no ano t, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{C}omb_t^{M^{AGS}} = \sum_c \sum_k \tilde{C}ombu_{c,t}^{ref} \times \tilde{Q}Comb_{c,k,t}^{M} + \sum_c \tilde{C}_{c,k,t}^{M} + \sum_c \tilde{A}_{c,k,t}^{M} \quad (139)$$

em que,

$\tilde{C}omb_t^{M^{AGS}}$ Custo com combustíveis a consumir na produção de energia elétrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano t

c Tipo de combustível c da RAM

k Ilha k da RAM

$\tilde{C}ombu^{ref}_{c,\,t}$ Custo unitário do combustível c para produção de energia elétrica praticado no mercado primário de referência, acrescido de margem de comercialização, previsto para o ano t

$\tilde{Q}Comb^{M}_{c,\,k,\,t}$ Quantidade de combustível c a consumir na produção de energia elétrica no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, prevista para o ano t, na ilha k, em unidades físicas

$\tilde{C}^{M}_{c,\,k,\,t}$ Custos eficientes com a descarga, transporte e comercialização do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, nascentrais da ilha k, no ano t.

$\tilde{A}^{M}_{c,\,k,t}$ Custos aceites com o armazenamento do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, na ilha k, no ano t.

2 - Os custos eficientes com a descarga, transporte e comercialização do combustível c são fixados para o primeiro ano do período de regulação $\left(\tilde{C}^{M}_{c,\,k,1}\right)$ e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}^{M}_{c,\,k,t} = \begin{cases} \tilde{C}^{M}_{c,\,k,1} \\ \tilde{C}^{M}_{c,\,k,t-1} \times \left(1-\tau^{M}_{c,\,t}\right) \quad \text{para } t>1 \end{cases} \qquad (140)$$

em que:

$\tau^{M}_{c,\,t}$ Fator de eficiência associado aos custos com a descarga, transporte e comercialização do combustível c na Região Autónoma da Madeira, no ano t.

3 - Os custos aceites com o armazenamento do combustível c $\left(\tilde{A}^{M}_{c,\,k,t}\right)$ são determinados anualmente pela aplicação da taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM ao valor líquido do ativo de cada instalação de armazenamento, acrescido das amortizações anuais desse ativo e dos custos operacionais anuais de cada instalação de armazenamento.

$$\tilde{A}^{M}_{c,\,k,t} = \left\{ \tilde{A}m^{M^{AGS}}_{c,\,k,t} + \tilde{A}ct^{M^{AGS}}_{c,\,k,t} \times \frac{r^{M^{AGS}}_{t}}{100} + \tilde{C}^{M^{AGS}}_{c,\,k,t} \right. \qquad (141)$$

em que:

$\tilde{A}m^{M^{AGS}}_{c,\,k,t}$ Amortizações do ativo afeto às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, líquidas das amortizações e comparticipações, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct^{M^{AGS}}_{c,\,k,t}$ Valor médio do ativo afeto às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r_t^{M^{AGS}}$ Taxa de remuneração do ativo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\tilde{C}^{M^{AGS}}_{c,\,k,t}$ Custos de exploração afetos às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, previstos para o ano t

4 - Os valores dos ativos e dos custos de exploração afetos às instalações de armazenamento do combustível, mencionados no ponto anterior, são determinados tendo em conta os custos de referência apurados para cada instalação.

5 - Os custos aceites com o armazenamento do combustível podem, em alternativa ao cálculo efetuado por aplicação das alíneas 3 - e 4 -, ser um valor considerado eficiente, por resultar de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios.

Artigo 141.º

Custos com a aplicação da tarifa social na RAM

1 - O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social na RAM processa-se nos termos do disposto na legislação aplicável.

2 - Os custos referidos no número anterior são devidos à entidade concessionária da RNT, enquanto Operador do Sistema de acordo com o estabelecido no RRC.

3 - O operador da rede de transporte do continente transfere em prestações iguais e com periodicidade mensal para a empresa responsável pela rede elétrica na RAM os montantes definidos anualmente pela ERSE nos documentos de tarifas.

4 - O montante anual a transferir pelo operador da rede de transporte do Continente para financiamento dos custos com a tarifa social na RAM previstos para o ano t, é dado pela expressão:

$$\tilde{R}^{RAM}_{t.social,t} = \tilde{S}soc^{RAM}_{Pol,t} - \Delta^{RAM}_{t.social,\ t-1} - \Delta^{RAM}_{t.social,t-2} \quad (142)$$

em que:

$\tilde{R}^{RAM}_{t.social,t}$ Montante a transferir pelo operador da rede de transporte do continente decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t

$\tilde{S}soc^{RAM}_{Pol,t}$ Desconto decorrente da aplicação da tarifa social, previstos para o ano t

$\Delta^{RAM}_{t.social,\ t-1}$ Ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social

$\Delta^{RAM}_{t.social,t-2}$ Ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social.

5 - O ajustamento ($\Delta^{RAM}_{t.social,t-1}$) é dado pela expressão:

$$\Delta^{RAM}_{t.social,t-1} = \left[Rt^{RAM}_{t.social,t-1} - R^{RAM}_{t.social,t-1}\right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (143)$$

em que:

$Rt^{RAM}_{t.social,t-1}$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do Continente para financiamento do custo previsto da tarifa social na RAM no ano t-1, definidos pela ERSE nos documentos de tarifas

$R^{RAM}_{t.social,t-1}$ Desconto relativo à tarifa social previsto conceder pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM no ano t-1

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

6 - O ajustamento ($\Delta^{RAM}_{t.social,t-2}$) é dado pela expressão:

$$\Delta^{RAM}_{t.social,t-2} = \left[\left(Rt^{RAM}_{t.social,t-2} - R^{RAM}_{t.social,t-2}\right) \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-2} + \delta_{t-2}}{100}\right) - \Delta^{RAM}_{t.social,t-1}\right] \times \left(1 + \frac{i^{E}_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (144)$$

em que:

$Rt^{RAM}_{t.social,t-2}$ Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente para financiamento do custo da tarifa social na RAM no ano t-2, definidos pela ERSE nos documentos de tarifas

$R^{RAM}_{t.social,t-2}$ Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM no ano t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta^{RAM}_{t.social,t-1}$ Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 142.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{M^D}_t = \sum_j \left(\tilde{Am}^{M^D}_{j,t} + \tilde{Act}^{M^D}_{j,t} \times \frac{r^{M^D}_t}{100} - \Delta\tilde{C}C^{M^D}_{j,t-1} - \tilde{D}^{M^D}_{CAPEX,j,t} + \tilde{C}^{M^D}_{j,t} + Z^{M^D}_{j,t} - \Delta R^{M^D}_{j,t-2} \right) \quad (145)$$

em que:

$\tilde{R}^{M^D}_t$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, previstos para o ano t

j Níveis de tensão AT/ MT e BT

$\tilde{Am}^{M^D}_{j,t}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{Act}^{M^D}_{j,t}$ Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_t^{M^D}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\Delta\tilde{C}C_{j,t-1}^{M^D}$ Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 158.º

$\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{M^D}$ Parcela a deduzir ao CAPEX, por nível de tensão j, para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório, por não estarem a cumprir os objetivos para os quais foram concebidos e aprovados, prevista para o ano t

$\tilde{C}_{j,t}^{M^D}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t

$Z_{j,t}^{M^D}$ Outros montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, previstos para o ano t

$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

3 - A parcela a deduzir ao CAPEX $\left(\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{M^D}\right)$ é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{M^D} = \sum_i \tilde{A}ctNAceite_{M_D,j,t_i} \times \frac{\tilde{r}_{cp,t}^{M^D}}{100} \times (1-G) \times \tilde{k}_{j,t_i}^{M^D} \quad (146)$$

com:

i Índice para identificação dos ativos entrados em exploração e não aceites para efeitos de cálculo de retribuição integral no ano t

em que:

$\tilde{A}ctNAceite_{M_D,j,t_i}$ Valor médio do ativo fixo i, por nível de tensão j, entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição integral previsto para o ano t, líquido de amortizações e comparticipações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t

$\tilde{r}^{M^D}_{cp,t}$ Taxa de remuneração do capital próprio implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade, em percentagem, resultante da metodologia definida para o período de regulação

G Rácio de endividamento (*gearing*) implícito na taxa de remuneração do ativo fixo afeto a esta atividade

$\tilde{k}^{M^D}_{j,t_i}$ Parâmetro entre 0 (zero) e 1 (um), por nível de tensão j, a definir para cada ativo i entrado em exploração e não aceite para efeitos de cálculo de retribuição no ano t

4 - Os custos de exploração ($\tilde{C}^{M^D}_{j,t}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}^{M^D}_{j,t} = \begin{cases} FC^{M^D}_{j,t} + \sum_i VC^{M^D}_{i_{j,t}} \times \tilde{DC}^{M^D}_{i_{j,t}} & t = 1 \\ FC^{M^D}_{j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X^{M^D}_{FC,j}}{100}\right) + & t>1 \\ + \sum_i VC^{M^D}_{i_{j,t-1}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X^{M^D}_{VC_{i,j}}}{100}\right) \times \tilde{DC}^{M^D}_{i_{j,t}} & \end{cases} \quad (147)$$

em que:

t Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados

I Indutor de custo

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$FC^{M^D}_{j,t}$ Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$VC^{M^D}_{i_{j,t}}$ Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$\widetilde{DC}_{i_{j,t}}^{M^D}$ Valor previsto para o indutor de custos i de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1

$X_{FC,j}^{M^D}$ Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem

$X_{VC_{i,j}}^{M^D}$ Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem.

5 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{M^D}\right)$ previsto na expressão (145) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^D} = \left(RR_{j,t-2}^{M^D} + SM_{j,t-2}^{D} + SRAM_{j,t-2}^{D} - R_{j,t-2}^{M^D} - TINS_{BT,t}^{M^D} + CQS_{j,t-2}^{M^D}\right) \times \left(1 + \frac{I_{t-2}^{E} + \Delta_{t-2}}{100}\right) \times \times \left(1 + \frac{I_{t-1}^{E} + \Delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta\widetilde{CC}_{j,prov}^{M^D} \times \left(1 + \frac{I_{t-1}^{E} + \Delta_{t-1}}{100}\right) \quad (148)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, por nível de tensão j, no ano t-2

$SM_{j,t-2}^{D}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 144.º

$SRAM_{j,t-2}^{D}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t-2, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade

$R_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (145), com base em valores verificados em t-2

$TINS_{BT,t}^{M^D}$ Montante anual do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, calculado de acordo com o estabelecido no RSRI.

$CQS^{M^D}_{j,t-2}$ Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no RQS

i^E_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^E_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{C}C^{M^D}_{j,prov}$ Valor do mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{C}C^{M^D}_{j,t-1}\right)$.

Artigo 143.º

Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}^{M^C}_t = \sum_j \left(\tilde{A}m^{M^C}_{j,t} + \tilde{A}ct^{M^C}_{j,t} \times \frac{r^{M^C}_t}{100} - \Delta\tilde{C}C^{M^C}_{j,t-1} + \tilde{C}^{M^C}_{j,t} + Z^{M^C}_{j,t} \times \left(1 + \frac{i^E_{t-1} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R^{M^C}_{j,t-2} \right) \quad (149)$$

em que:

$\tilde{R}^{M^C}_t$ Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, previstos para o ano t

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$\tilde{A}m^{M^C}_{j,t}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct^{M^C}_{j,t}$ Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, líquido de amortizações e comparticipações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_t^{M^C}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\Delta\tilde{C}C_{J,t-1}^{M^C}$ Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 158.º

$\tilde{C}_{j,t}^{M^C}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t

$Z_{j,t}^{M^C}$ Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, previstos para o ano t

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta R_{j,t-2}^{M^C}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, relativo ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

3 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{M^C}$) aceites pela ERSE são calculados tendo por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 127.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{M^C} = \begin{cases} F_{j,t}^{M^C} + \sum_i V_{i,j,t}^{M^C} \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{M^C} + O_{j,t}^{M^C} & t = 1 \\ F_{j,t-1}^{M^C} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{F_{j,t}}^{M^C}}{100}\right) + & t>1 \\ + \sum_i V_{i,J,t-1}^{M^C} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{V_{i,j,t}}^{M^C}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{M^C} + O_{j,t}^{M^C} & \end{cases} \quad (150)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
j	Níveis de tensão AT/MT e BT
i	Indutor de custo
$F_{j,t}^{M^C}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, no ano t
$V_{i,j,t}^{M^C}$	Componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, no ano t
$\widetilde{DC}_{i,j,t}^{M^C}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, do ano t, por nível de tensão j
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{F_{j,t}}^{M^C}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$X_{V_{i,j,t}}^{M^C}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$O_{j,t}^{M^C}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, no ano t, por nível de tensão j.

4 - A rubrica relativa aos custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, inclui os montantes relativos aos créditos devidos aos consumidores por parte dos comercializadores de último recurso de eletricidade, apurados em termos similares aos definidos no Artigo 129.º, com as devidas adaptações ao caso da RAM.

5 - O ajustamento $\left(\Delta R_{j,t-2}^{M^C}\right)$ previsto na expressão (149) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^C} = \left(Rr_{j,t-2}^{M^C} + SM_{j,t-2}^{C} + SRAM_{j,t-2}^{C} - R_{j,t-2}^{M^C}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{E} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right) - \quad (151)$$

$$- \Delta\widetilde{CC}_{j,prov}^{M^C} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{M^C}$ Proveitos recuperados por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, por nível de tensão j, no ano t-2

$SM_{j,t-2}^{C}$ Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 144.º

$SRAM_{j,t-2}^{C}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano t-2, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade

$R_{j,t-2}^{M^C}$ Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (149), com base em valores verificados em t-2

i_{t-2}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^{E} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{C}C_{j,prov}^{M^C}$ Valor do mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta\tilde{C}C_{j,t-1}^{M^C}\right)$.

Artigo 144.º

Custo com a convergência tarifária na RAM

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}AM_{Pol,t}=\tilde{S}M_t^{AGS}+\tilde{S}M_t^{D}+\tilde{S}M_t^{C} \qquad (152)$$

em que:

$\tilde{R}AM_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t

$\tilde{S}M_t^{AGS}$ Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previsto para o ano t

$\tilde{S}M_t^{D}$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, previsto para o ano t

$\tilde{S}M_t^{C}$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, previsto para o ano t.

2 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}M_t^{AGS}\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^{AGS} = \tilde{R}r_t^{M^{AGS}} - \tilde{R}_{AGS,t}^{M} - \tilde{S}RAM_t^{AGS} \qquad (153)$$

em que:

$\tilde{R}r_t^{M^{AGS}}$ Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previstos para o ano t calculado de acordo com a expressão (134) do Artigo 139.º

$\tilde{R}_{AGS,t}^{M}$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, no ano t

$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

3 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}M_t^{D}\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^{D} = \sum_j \tilde{S}M_{j,t}^{D} = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{M^{D}} - \tilde{R}_{D,j,t}^{M} - \tilde{S}RAM_{j,t}^{D}\right) \qquad (154)$$

em que:

$\tilde{S}M_{j,t}^{D}$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, no nível de tensão j, previsto para o ano t

j	Níveis de tensão AT, MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{M^D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, previstos para o ano t calculados de acordo com a expressão (145) do Artigo 142.º
$\tilde{R}_{D,j,t}^{M}$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição às entregas a clientes da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{S}RAM_{j,t}^{D}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

4 - O sobrecusto $\left(\tilde{S}M_t^C\right)$, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^C = \sum_j \tilde{S}M_{j,t}^C = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{M^C} - \tilde{R}_{C,j,t}^{M} - \tilde{S}RAM_{j,t}^{C}\right) \qquad (155)$$

em que:

$\tilde{S}M_{j,t}^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, no nível de tensão j, previsto para o ano t
j	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{M^C}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (149) do Artigo 143.º
$\tilde{R}_{C,j,t}^{M}$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{S}RAM_{j,t}^{C}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

Artigo 145.º

Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAM para a empresa responsável pela rede elétrica na RAM

O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema $(\tilde{R}AM_{Pol,t})$, no ano t, é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a empresa responsável pela rede elétrica na RAM, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}AM_{m,t} = \frac{1}{12}\tilde{R}AM_{Pol,t} \quad (156)$$

em que:

$\tilde{R}AM_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t.

Secção VIII

Incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema

Artigo 146.º

Incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema

O incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema destina-se promover a integração de novos participantes nos mercados de serviços de sistema e a eficiência das decisões de operação do GGS.

Artigo 147.º

Metodologia de cálculo do incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema

1 - O incentivo resulta de duas componentes autónomas, nomeadamente a componente de incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema, a componente de incentivo à melhoria das previsões de produção renovável para o dia seguinte, segundo a expressão seguinte:

$$IMDGGS_{t-2} = IGGS^{1}_{t-2} + IGGS^{2}_{t-2} \quad (157)$$

em que:

$IMDGGS_{t-2}$	Valor do incentivo à melhoria do desempenho da atividade de gestão global do sistema, no ano t-2
$IGGS^{1}_{t-2}$	Valor da componente 1 do incentivo, relativa à maximização das ofertas em serviços de sistema, no ano t-2
$IGGS^{2}_{t-2}$	Valor da componente 2 do incentivo, relativa à melhoria das previsões de produção renovável para o dia seguinte, no ano t-2

2 - A componente 1 $\left(IGGS^{1}_{t-2}\right)$ baseia-se no indicador de potência habilitada para a prestação de mFRR e de aFRR, por unidades físicas elegíveis $(Phab_{t-2})$, o qual é calculado anualmente, da seguinte forma:

$$Phab_{t-2}=\frac{\left(\sum_u\left(Phab_u^{mFRR}+Phab_u^{aFRR}\right)\Big|_{30jun}+\sum_u\left(Phab_u^{mFRR}+Phab_u^{aFRR}\right)\Big|_{31dez}\right)}{2} \quad (158)$$

em que:

$Phab_{t-2}$	Potência média anual habilitada para mFRR e aFRR, das unidades físicas elegíveis, no ano t-2, para efeitos do incentivo
$Phab_u^{mFRR}$	Potência habilitada para prestar mFRR, da unidade física elegível u
$Phab_u^{aFRR}$	Potência habilitada para prestar aFRR, da unidade física elegível u.

3 - Não se considera elegível para o incentivo a potência habilitada correspondente a:

a) prestação de mFRR por unidade física (UF) de produção do tipo C ou D ou equiparável, nos termos da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março;

b) unidade física de consumo habilitado na parcela que corresponda à banda específica de mFRR contratada em média anual por essa unidade física, ou se aplicável, à proporção de banda específica de mFRR contratada por área de ofertas correspondente à unidade física em causa através de um *pro rata* de potência contratada para efeitos de acesso à rede;

c) prestação de mFRR por unidade física correspondente a uma instalação de armazenamento com obrigação de participação nos serviços de sistema;

d) prestação de mFRR por instalação de produção hibridizada com outras tecnologias ou com armazenamento, na parcela que exceda a potência habilitada máxima síncrona no ponto de ligação à RESP passível de ser entregue;

e) prestação de mFRR ou aFRR no âmbito de projetos-piloto, durante o primeiro ano do projeto-piloto.

4 - Considera-se elegível para o incentivo a potência habilitada correspondente a:

a) prestação de mFRR por unidade física não incluída na lista de exclusões prevista no número anterior;

b) prestação de aFRR por unidade física;

c) cumulativamente, potência habilitada de consumo e de injeção na rede por unidade física hídrica de bombagem ou de armazenamento.

5 - Para um dado valor do indicador anual da componente 1, o valor do incentivo correspondente varia linearmente entre zero e um valor máximo ($IGGS^{1}_{máx}$), a partir de um valor mínimo de referência ($IncPhab_{mín}$) e até ao valor máximo de referência ($IncPhab_{máx}$) do incremento anual do indicador, calculado da forma apresentada na expressão seguinte ($IncPhab_{t-2}$):

$$IncPhab_{t-2}=Phab_{t-2}-Phab_{t-3} \quad (159)$$

6 - Os parâmetros $IGGS^{1}_{máx}$, $IncPhab_{mín}$ e $IncPhab_{máx}$ são aprovados pela ERSE para o período de regulação.

7 - A componente 2 $\left(IGGS^{2}_{t-2}\right)$ baseia-se no indicador anual do erro de previsão para o dia seguinte da produção a partir de energia solar fotovoltaica e eólica (*onshore* e *offshore*) - $\varepsilon^{t-2}_{ProdRenov}$, o qual é calculado anualmente, a partir das previsões de produção para cada período de programação do dia seguinte, considerando as tecnologias fotovoltaica e eólica e considerando o ajustamento das previsões pelas ativações em serviços de sistema e pelas eventuais instruções de despacho de limitação ou redução de produção em situações de *curtailment*, da seguinte forma:

$$\varepsilon^{t-2}_{ProdRenov}=\frac{\sum_q \left|PRenov^{Prev}_q - Ajust_q - PRenov^{Real}_q\right|}{\sum q\, PRenov^{Real}_q} \quad (160)$$

em que:

$\varepsilon^{t-2}_{ProdRenov}$	Erro anual das previsões para o dia seguinte da produção a partir de energia solar fotovoltaica e eólica para efeitos do incentivo, no ano t-2

$PRenov_q^{Prev}$	Previsão da energia da produção renovável (solar e eólica) para cada período de programação q
$Ajust_q$	Ajustamento da previsão da produção renovável por ativações dos serviços de sistema, para equilíbrio ou resolução de restrições técnicas, ou por limitações e instruções de despacho para redução da injeção na rede, por período de programação q
$PRenov_q^{Real}$	Energia da produção renovável (solar e eólica) verificada para cada período de programação q

8 - Quando a instrução de despacho do GGS refletida no termo de ajuste ($Ajust_q$) incluir um grupo de geradores de outra fonte de energia que não eólica ou solar, a correção a introduzir à previsão do GGS deve corresponder ao rateio dessas fontes na repartição do programa das respetivas unidades físicas.

9 - No apuramento do valor do erro de previsão, o GGS pode propor à ERSE a exclusão de determinados períodos de programação, por motivos devidamente justificados e que se relacionem com perturbações significativas ao funcionamento do sistema.

10 -Para um dado valor do indicador anual da componente 2, o valor incentivo correspondente varia entre um mínimo (penalidade), $IGGS^2_{mín}$, e um máximo (prémio), $IGGS^2_{máx}$, consoante o indicador de erro seja melhor ou pior do que o valor de referência, $\varepsilon_{ref,t-2}$, considerando ainda uma banda morta do incentivo, na qual o incentivo é nulo, de acordo com a seguinte expressão:

Quando: $\varepsilon^{t-2}_{ProdRenov} \leq \varepsilon_{ref,t-2} - \Delta\varepsilon$

$$IGGS^2_{t-2} = Mín\left\{IGGS^2_{máx}, \left[\left(\varepsilon_{ref,t-2} - \Delta\varepsilon\right) - \varepsilon^{t-2}_{ProdRenov}\right] \times \gamma\right\} \quad (161)$$

Quando: $\varepsilon^{t-2}_{ProdRenov} \geq \varepsilon_{ref,t-2} + \Delta\varepsilon$

$$IGGS^2_{t-2} = Máx\left\{IGGS^2_{mín}, \left[\left(\varepsilon_{ref,t-2} + \Delta\varepsilon\right) - \varepsilon^{t-2}_{ProdRenov}\right] \times \gamma\right\} \quad (162)$$

Quando: $\varepsilon_{ref,t-2} - \Delta\varepsilon < \varepsilon^{t-2}_{ProdRenov} < \varepsilon_{ref,t-2} + \Delta\varepsilon$

$$IGGS^2_{t-2} = 0 \quad (163)$$

em que:

$IGGS^2_{máx}$	Valor máximo do prémio anual do incentivo à melhoria das previsões de produção renovável para o dia seguinte

$IGGS^{2}_{mín}$	Valor máximo da penalidade anual do incentivo à melhoria das previsões de produção renovável para o dia seguinte
$\varepsilon_{ref,t-2}$	Valor de referência do erro de previsão no ano t-2, em percentagem
$\Delta\varepsilon$	Tolerância do erro de previsão para efeitos da banda morta, dentro da qual não é aplicada a valorização do incentivo, em percentagem
γ	Declive da curva de valorização do desvio do erro de previsão face à referência

11 -O valor de referência do erro de previsão da produção renovável ($\varepsilon_{ref,t-2}$) é obtido pela média ponderada do erro verificado nos dois anos anteriores, segundo o peso a definir pela ERSE para o período de regulação.

12 -Os parâmetros $IGGS^{2}_{máx}$, $IGGS^{2}_{mín}$, $\varepsilon_{ref,t-2}$, $\Delta\varepsilon$ e γ, bem como o ponderador dos erros de previsão referido no número anterior, são aprovados pela ERSE para o período de regulação.

Secção IX

Incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição

Artigo 148.º

Incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição

1 - O incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição promove a melhoria dos resultados dos serviços de rede prestados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

2 - O incentivo aplica-se à entidade concessionária da RND, enquanto operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental e operador da rede de distribuição em BT, e inclui diversas componentes conforme a expressão seguinte:

$$IMDD_{URD,t-2} = IRP_{URD,t-2} + IQS_{URD,t-2} + TINS_{URD,\,BT,t-2} + I_{ACR_Inj\ URD,t-2} + I_{ACR_Cons\ URD,t-2} \quad (164)$$

em que:

$IRP_{URD,t-2}$	Incentivo à redução das perdas nas redes
$IQS_{URD,t-2}$	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço técnica, para o qual, a forma de cálculo e os respetivos parâmetros são definidos de acordo com o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço

$TINS^{D}_{URD,BT,t-2}$	Montante anual do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, calculado de acordo com o estabelecido no RSRI
$I_{ACR_Inj\ URD,t-2}$	Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na rede na modalidade de acesso com restrições
$I_{ACR_Cons\ URD,t-2}$	Incentivo à atribuição de capacidade para alimentação de consumo na modalidade de acesso com restrições

3 - O valor do incentivo incide sobre as atividades de distribuição de energia elétrica em BT ($IMDD_{URD,BT,t-2}$) e em MT e AT ($IMDD_{URD,\ NT,t-2}$), tendo em conta os seguintes critérios:

a) A componente $IRP_{URD,t-2}$ incide sobre os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT e em BT, sendo repartida de acordo com a energia de perdas anual nos níveis de tensão respetivos;

b) A componente $IQS_{URD,t-2}$ incide sobre os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT;

c) A componente $INS_{BT,t-2}$ incide sobre os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT;

d) A componente $I_{ACR_Inj\ URD,t-2}$ incide sobre os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT;

e) A componente $I_{ACR_Cons\ URD,t-2}$ incide sobre os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT.

4 - Os parâmetros das várias componentes do incentivo são estabelecidos no início de cada período de regulação.

Subsecção I

Incentivo à redução de perdas na rede de distribuição

Artigo 149.º

Incentivo à redução de perdas na rede de distribuição

1 - O incentivo à redução de perdas destina-se a induzir o operador da rede de distribuição em MT e AT a atingir um nível de perdas de referência estabelecido pela ERSE.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, nos termos do Artigo 123.º e do Artigo 124.º, e deverá considerar as perdas na RND e nas redes de distribuição em BT a ele concessionadas.

Artigo 150.º

Metodologia de cálculo do incentivo

1 - O incentivo à redução de perdas na rede de distribuição $\left(IRP_{URD,t-2}\right)$ é calculado da seguinte forma:

$$IRP_{URD,t-2} = PP_{1,URD,NT,t-2} + PP_{2,URD,NT,t-2} \quad (165)$$

em que

$PP_{1,URD,NT,t-2}$ Componente 1, associada ao balanço anual das perdas.

$PP_{2,URD,NT,t-2}$ Componente 2, associada aos montantes devolvidos ao sistema.

2 - A componente 1 $\left(PP_{1,URD,NT,t-2}\right)$ depende do valor das perdas, P_{t-2}, nos seguintes termos:

Quando: $P_{t-2} < P_{REF,t-2} - \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = \text{Min}\left\{IRP_{max,t-2}, \left[\left(P_{REF,t-2} - \Delta Z\right) - P_{t-2}\right] \times E^{D}_{t-2} \times V_{p1,t-2}\right\} \quad (166)$$

Quando: $P_{t-2} > P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = \text{Max}\left\{IRP_{min,t-2}, \left[\left(P_{REF,t-2} + \Delta Z\right) - P_{t-2}\right] \times E^{D}_{t-2} \times V_{p1,t-2}\right\} \quad (167)$$

Quando: $P_{REF,t-2} - \Delta Z \leq P_{t-2} \leq P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = 0 \quad (168)$$

em que:

$$IRP_{max,t-2} = -IRP_{min,t-2} = (\Delta P - \Delta Z) \times E^{D}_{t-2} \times V_{p1,t-2} \quad (169)$$

e sendo:

$PP_{1,URD,NT,t-2}$	Incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano t-2
$IRP_{max,t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano t-2

$IRP_{min,t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano t-2
$V_{p1,t-2}$	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em Euros por kWh, a definir pela ERSE
$P_{REF,t-2}$	Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em percentagem da energia entrada, definido pela ERSE
P_{t-2}	Nível de perdas no ano t-2, em percentagem, dado pelo quociente entre as perdas e a energia ativa medida à entrada da rede de distribuição
E^{D}_{t-2}	Total da energia elétrica medida à entrada da rede de distribuição no ano t-2, em kWh
ΔZ	Variação da banda neutra (%) dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas
ΔP	Variação máxima da banda (%) para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas que assegura um valor máximo de prémio ou penalidade associado a este incentivo.

3 - O valor das perdas de referência $P_{REF,t-2}$ em cada ano deve ser ajustado, para considerar o efeito da modificação da estrutura de consumos na rede de distribuição, entre a BT e os restantes níveis de tensão, através de um fator estabelecido no início de cada período de regulação.

4 - A componente 2 $\left(PP_{2,URD,NT,t-2}\right)$ é calculada da seguinte forma:

$$PP_{2,URD,NT,t-2} = \sum_{i} k \times MR_{i,\,t-2} \qquad (170)$$

em que

k	Fator de partilha com o ORD a definir pela ERSE
$MR_{i,\,t-2}$	Montante recuperado em cada ação de mitigação de Apropriação Indevida de Energia no ano t-2, em Euros.

5 - A definição do fator de partilha com o ORD dos montantes recuperados em AIE deve diferenciar as situações de AIE imputáveis a períodos inferiores a 12 meses, prevendo um fator de partilha superior nesses casos.

Subsecção II

Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições

Artigo 151.º

Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições

1 - O incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND na modalidade de acesso com restrições, pretende induzir o operador da RND a tomar decisões de investimento que permitam atribuir mais capacidade de injeção na RND.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RND, nos termos do Artigo 148.º, e deve considerar o valor da capacidade de injeção atribuída pelo ORD, na modalidade de acesso com restrições, para ligações à RND de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, atribuída no ano t-2, e medida em MVA, mas cujas restrições impostas pelo ORD não excedam o limte máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

3 - Para efeitos da aplicação deste incentivo, exclui-se a atribuição de capacidade de injeção a instalações de consumo ou de armazenamento autónomo que já detenham TRC de capacidade de injeção firme, assim como se exclui a atribuição de capacidade ao abrigo de projetos piloto.

Artigo 152.º[1]

Metodologia de Cálculo do Incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições ($I_{ACR_inj\ URD,\ t-2}$) é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{inj\ URD,\ t-2} = \begin{cases} I_{ACR_inj\ URD\ max,\ t-2}\ , \text{ se } DT_{ACR_{inj},\ t-2} \geq 1 \\ DT_{ACR_{inj},\ t-2} \times I_{ACR_inj\ URD\ max,\ t-2}\ , \text{ se } 0 < DT_{ACR_{inj},\ t-2} < 1 \\ 0\ , \text{ se } DT_{ACR_{inj},t-2} \leq 0 \end{cases} \quad (171)$$

$$DT_{ACR_{inj},\ t-2} = \frac{Cap_{ACR_inj_ORD,\ t-2}}{Cap_{ACR_inj_ORD_sup,\ t-2}} + \frac{Cap_{ACR_inj_ORD/ORT,\ t-2}}{Cap_{ACR_inj_ORD/ORT_sup,\ t-2}} \quad (172)$$

em que:

$DT_{ACR_{inj},\ t-2}$ Indicador Desempenho Técnico da RND, que reflete a performance da RND em termos de atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições, referente ao ano t-2.

$I_{ACR_inj\ URD\ max,\ t-2}$ Valor máximo do incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, mas cujas restrições, impostas pelo ORD ou pelo ORT, não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\ max}$), em euros.

$I_{ACR_inj\ URD,\ t-2}$ Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, mas cujas restrições, impostas pelo ORD ou pelo ORT, não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\ max}$), em euros.

$Cap_{ACR_inj_ORD,\ t-2}$ Volume de capacidade atribuída pelo ORD, na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, medida em MVA, mas em que apenas as restrições impostas pelo ORD não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\ max}$).

$Cap_{ACR_ORD_sup,\ t-2}$ Limite superior da capacidade atribuída pelo ORD, na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, mas que apenas as restrições impostas pelo ORD não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\ max}$).

$Cap_{ACR_inj_ORD/ORT,\ t-2}$ Volume de capacidade atribuída pelo ORD, na modalidade de acesso com restrições no ano t-2, e medida em MVA, mas cujas restrições impostas, quer pelo ORD, quer pelo ORT, não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\ max}$).

$Cap_{ACR_ORD/ORT_sup,\ t-2}$ Limite superior da capacidade atribuída pelo ORD, na modalidade de acesso com restrições no ano t-2, e medida em MVA, mas cujas restrições impostas, quer pelo ORD, quer pelo ORT, não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\ max}$).

Subsecção III

Incentivo à atribuição de capacidade da RND para alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições

Artigo 153.º

Incentivo à atribuição de capacidade da RND para alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições

1 - O Incentivo à atribuição de capacidade da RND para alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições, pretende induzir o operador da RND a tomar decisões de investimento que permitam atribuir mais capacidade da RND para alimentação de consumo.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RND, nos termos do Artigo 148.º, e deve considerar o valor da capacidade atribuída pelo ORD para consumos alimentados pela RND, no ano t-2, e medida em MVA, mas cujas restrições impostas pelo ORD não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

3 - Para efeitos da aplicação deste incentivo, exclui-se a atribuição de capacidade de alimentação a instalações de consumo ou de armazenamento autónomo que já detenham TRC de capacidade de alimentação firme, assim como se exclui a atribuição de capacidade ao abrigo de projetos piloto.

4 - No caso de instalações de armazenamento autónomo, só é elegível para o incentivo a capacidade de alimentação de consumo, no caso de não ter sido também atribuído TRC com restições para capacidade de injeção, caso contrário, apenas é elegível a capacidade de injeção com restrições.

Artigo 154.º[1]

Metodologia de Cálculo do Incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade da RND, na modalidade de acesso com restrições ($I_{ACR_cons,\ t-2}$) é determinado da seguinte forma:

$$I_{ACR_cons,\ t\text{-}2} = \begin{cases} I_{ACR_cons\ URD\ max,\ t\text{-}2}\ ,\ \text{se}\ DT_{ACR_{cons},\ t\text{-}2} \geq 1 \\ DT_{ACR_{cons},\ t\text{-}2} \times I_{ACR_cons\ URD\ max,\ t\text{-}2},\ \text{se}\ 0 < DT_{ACR_{cons},\ t\text{-}2} < 1 \\ 0\ ,\ \text{se}\ DT_{ACR_{cons},\ t\text{-}2} \leq 0 \end{cases} \quad (173)$$

$$DT_{ACR_{cons},\ t\text{-}2} = \frac{Cap_{ACR_cons_ORD,\ t\text{-}2}}{Cap_{ACR_cons_ORD_sup,\ t\text{-}2}} + \frac{Cap_{ACR_cons_ORD/ORT,\ t\text{-}2}}{Cap_{ACR_cons_ORD/ORT_sup,\ t\text{-}2}} \quad (174)$$

em que:

$DT_{ACR_{cons},\ t\text{-}2}$ — Indicador Desempenho Técnico da RND , que reflete a performance da RND em termos de atribuição de capacidade para alimentação de consumos ligados à RND, na modalidade de acesso com restrições, referente ao ano t-2.

$I_{ACR_cons\ URD\ max,\ t\text{-}2}$ — Valor máximo do Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD, no ano t-2, na modalidade de acesso com restrições, mas cujas restrições impostas pelo ORD ou pelo ORT, não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t\ 2,\ max}$), em euros.

$I_{ACR_cons\ URD,\ t\text{-}2}$ — Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD, no ano t-2, na modalidade de acesso com restrições, mas cujas restrições impostas pelo ORD ou pelo ORT, não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t\text{-}2,\ max}$), em euros.

$Cap_{ACR_cons_RND,\ t\text{-}2}$ — Volume de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD, no ano t-2, e medida em MVA, na modalidade de acesso com restrições, mas em que apenas as restrições impostas pelo ORD não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t\text{-}2,\ max}$).

$Cap_{ACR_cons_ORD_sup}$ — Limite superior capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD, no ano t-2, e medida em MVA, na modalidade de acesso com restrições, mas em que apenas as restrições impostas pelo ORD não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t\text{-}2,\ max}$).

$Cap_{ACR_cons_ORD/ORT,\ t-2}$	Volume de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD, no ano t-2, e medida em MVA, na modalidade de acesso com restrições, mas cujas restrições impostas, quer pelo ORD, quer pelo ORT, não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\ max}$).
$Cap_{ACR_cons_ORD/ORT_sup,\ t-2}$	Limite superior da capacidade atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, mas cujas restrições impostas, quer pelo ORD, quer pelo ORT, não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\ max}$).

Secção X

Projetos-piloto de sistemas de gestão dinâmica das redes

Artigo 155.º

Projetos-piloto de sistemas de gestão dinâmica para otimização da capacidade das redes

1 - A GGS e o operador da rede de distribuição em MT e AT podem apresentar propostas de projetos-piloto de utilização de ferramentas de gestão dinâmica das redes, para maximizar a disponibilização de capacidade.

2 - O horizonte de aplicação dos projetos-piloto deve estar contido no período de regulação 2026-2029.

3 - Os projetos-piloto estão sujeitos a aprovação pela ERSE e devem ter em conta os requisitos gerais dos projetos-piloto estabelecidos no Artigo 250.º.

4 - As propostas dos operadores devem incluir indicadores de resultado da utilização da gestão dinâmica, concretizando os parâmetros de capacidade obtidos e o respetivo contra factual, e de cálculo dos benefícios e custos a considerar.

Os benefícios líquidos apurados de acordo com a metodologia aprovada nos projetos-piloto deverão ser partilhados com os respetivos operadores, refletindo-se nos proveitos da GGS e da DEE em sede de ajustamentos, depois de analisados pela ERSE.

Secção XI

Promoção da eficiência no consumo de energia

Artigo 156.º

Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia

1 - O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia tem como objetivo melhorar a eficiência no consumo de energia.

2 - A regulamentação e funcionamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia são definidos em subregulamentação aprovada pela ERSE.

Secção XII

Incentivos à ótima gestão das licenças de emissão de CO_2 na RAA e na RAM

Artigo 157.º

Mecanismos de otimização da gestão das licenças de emissão de CO_2 na RAA e na RAM

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO_2 nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e a correspondente valorização dos défices ou dos excedentes de licenças de emissão de CO_2, assim como a partilha com os clientes dos benefícios ou prejuízos obtidos são definidos em regulamentação complementar.

Secção XIII

Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas

Artigo 158.º

Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas

1 - É aplicado um mecanismo de correção de desvios provisórios do custo com capital, referente ao ano t-1, determinado de acordo com a estimativa dos ativos fixos para esse ano e aplicada a taxa de remuneração definitiva.

2 - O mecanismo de correção de desvios provisórios do custo com capital $\Delta\widetilde{CC}^{y}_{t-1}$ aplica-se aos operadores regulados nas atividades em que é prevista a remuneração dos ativos fixos de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\widetilde{CC}^{y}_{t-1}=\left(\left(Am^{y}_{T,t-1}+Act^{y}_{T,t-1}\times\frac{r^{y}_{T,t-1}}{100}\right)-\left(\tilde{A}m^{y}_{t-1}+\tilde{A}ct^{y}_{t-1}\times\frac{r^{y}_{t-1}}{100}\right)\right)\times\left(1+\frac{i^{E}_{t-1}+\delta_{t-1}}{100}\right) \quad (175)$$

em que:

$Am^{y}_{T,t-1}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade y, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, previstas em tarifas do ano t-1
$Act^{y}_{T,t-1}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade y, líquido de amortizações e comparticipações, previsto em tarifas do ano t-1, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r^{y}_{T,t-1}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y, previstas em tarifas do ano t-1, em percentagem
$\tilde{A}m^{y}_{t-1}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade y, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados, estimadas para o ano t-1
$\tilde{A}ct^{y}_{t-1}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade y, líquido de amortizações e comparticipações, estimado para o ano t-1, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r^{y}_{t-1}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y, fixada para o ano t-1 com base em valores reais, em percentagem
i^{E}_{t-1}	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	*Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção XIV

Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade

Artigo 159.º

Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade

1 - Os montantes decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na redação vigente, são suportados pelos produtores que se encontram no âmbito de aplicação subjetiva definido por esse diploma, sempre que se conclua que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores abrangidos.

2 - – Os montantes decorrentes da aplicação do mecanismo incidem diretamente nos CIEG integrados nas parcelas dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição.

3 - Nos termos do número anterior, os ajustamentos do mecanismo são efetuados com as periodicidades estabelecidas no presente Regulamento, para cada parcela dos proveitos permitidos a que dizem respeito, e refletem-se diretamente na integridade na tarifa do ano.

Secção XV

Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT

Artigo 160.º

Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT

1 - O incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT visa incentivar o operador da RNT a melhorar o desempenho técnico da RNT, avaliando a capacidade da RNT em dar resposta às lacunas resultantes da evolução da atividade de transporte num contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético e adequando os investimentos necessários em conformidade.

2 - O desempenho Técnico da RNT compreende a avaliação, conjunta, da resposta da RNT às necessidades em termos da disponibilidade do equipamento da RNT, os níveis de qualidade de serviço, a capacidade de interligação internacional disponibilizada aos mercados e capacidade de acesso à rede, entre outros fatores.

Artigo 161.º[1]
Metodologia de cálculo do incentivo

1 - O incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT para o ano t-2, é dado pelas seguintes expressões:

$$IMDT_{URT,\,t-2} = IMDT_{1,\,URT,\,t-2} + IMDT_{2,\,URT,\,t-2} \quad (176)$$

$$IMDT_{1\,URT,t-2} = \begin{cases} \gamma \times IMDT_{inf} \;, & \text{se } DT_{1,\,t-2} < DT_{1\,min,\,t-2} \\ \gamma \times \dfrac{2 \times IMDT_{sup}}{DT_{1\,max,\,t-2} - DT_{1\,min,\,t-2}} \times \left(DT_{1,\,t-2} - DT_{1\,ref,\,t-2}\right), & \text{se } DT_{1\,min,\,t-2} \le DT1_{\,t-2} \le DT_{1max,\,t-2} \\ \gamma \times IMDT_{sup} \;, & \text{se } DT_{1,\,t-2} > DT_{1\,max,\,t-2} \end{cases} \quad (177)$$

$$IMDT_{2\,URT,t-2} = \begin{cases} \beta \times IMDT_{inf} \;, & \text{se } DT_{2,\,t-2} < DT_{2\,min,\,t-2} \\ \beta \times \dfrac{2 \times IMDT_{sup}}{DT_{2\,max,\,t-2} - DT_{2\,min,\,t-2}} \times \left(DT_{2,\,t-2} - DT_{2\,ref,\,t-2}\right), & \text{se } DT_{2\,min,\,t-2} \le DT_{2,\,t-2} \le DT_{2,\,max,\,t-2} \\ \beta \times IMDT_{sup} \;, & \text{se } DT_{2,\,t-2} > DT_{2\,max,\,t-2} \end{cases} \quad (178)$$

$$DT_{1,\,t-2} = \frac{\alpha_{1,\,t-2} \times I_{DISP,\,t-2} + \alpha_{2,\,t-2} \times I_{QST,\,t-2} + (\alpha_{3A,\,t-2} \times I_{int_imp,\,t-2} + \alpha_{3B,\,t-2} \times I_{int_exp,\,t-2})}{\alpha_{1,\,t-2} + \alpha_{2,\,t-2} + \alpha_{3A,\,t-2} + \alpha_{3B,\,t-2}} \quad (179)$$

$$DT_{2,\,t-2} = \frac{(\alpha_{4A,\,t-2} \times IACR_{inj\ RNT,\,t-2} + \alpha_{4B,\,t-2} \times IACR_{inj\ ORD/ORT\,,\,t-2}) + (\alpha_{5A,\,t-2} \times IACR_{Cons\ RNT,\,t-2} + \alpha_{5B,\,t-2} \times \text{x } IACR_{Cons\ ORD/ORT,\,t-2})}{\alpha_{4A,\,t-2} + \alpha_{4B,\,t-2} + \alpha_{5A,\,t-2} + \alpha_{5B,\,t-2}} \quad (180)$$

em que:

$IMDT_{URT,t-2}$	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, no ano t-2.
$IMDT_{1,URT,\,t-2}$	Parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que reflete a performance da RNT em termos de disponibilididade dos ativos em exploração, níveis de qualidade de serviço e disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais, no ano t-2.

$IMDT_{2,URT,\ t-2}$ Parcela do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, que reflete a performance da RNT em termos de atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2.

t Ano de cálculo de tarifas.

$IMDT_{sup}$ Parâmetros, a definir pela ERSE, que limitam superiormente o valor do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT.

$IMDT_{inf}$ Parâmetros, a definir pela ERSE, que limitam inferiormente o valor do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT.

$DT_{1,\ t-2}$ Indicador Desempenho Técnico da RNT, que reflete a performance da RNT em termos de disponibilididade dos ativos em exploração, níveis de qualidade de serviço e disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais, referente ao ano t-2.

$DT_{2,\ t-2}$ Indicador Desempenho Técnico da RNT, que reflete a performance da RNT em termos de atribuição de capacidade na modalidade de acesso com restrições, referente ao ano t-2.

$I_{DISP,\ t-2}$ Indicador que avalia a disponibilidade do equipamento da RNT, relativo ao ano t-2.

$I_{QST,\ t-2}$ Indicador que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT, relativo ao ano t-2.

$I_{int_imp,\ t-2}$ Indicador que avalia o nível de capacidade de interligação disponibilizada ao mercado, no sentido importador, medida em MW, no ano t-2.

$I_{int_exp,\ t-2}$ Indicador que avalia o nível de capacidade de interligação disponibilizada ao mercado, no sentido exportador, medida em MW, no ano t-2.

$IACR_{inj_RNT,\ t-2}$ Indicador que avalia o nível de capacidade de injeção na RNT atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, mas cujas restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$), referente ao ano t-2.

$IACR_{inj_ORD/ORT,\ t-2}$ Indicador que avalia o nível de capacidade de injeção na RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, mas cujas restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$), referente ao ano t-2.

$IACR_{cons_RNT,\ t-2}$ Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, mas cujas restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$), referente ao ano t-2.

$IACR_{cons_ORD/ORT,\ t-2}$ Indicador que avalia o nível de capacidade de alimentação de consumo ligados à RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, mas cujas restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$), referente ao ano t-2.

$\alpha_{i,\ t-2}$ Peso relativo do indicador Ii, relativo ao ano t-2

γ Peso relativo da parcela $IMDT_1$.

β Peso relativo da parcela $IMDT_2$

$DT_{1\ min,\ t-2}$ Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor mínimo da primeira parcela do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, referente ao ano t-2

$DT_{1\ max,\ t-2}$ Parâmetro, a definir pela ERSE, que limitam o valor máximo da primeira parcela do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, referente ao ano t-2

$DT_{1\ ref,\ t-2}$ Parâmetro, a definir pela ERSE, que define o valor de referência da primeira parcela do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_1$, referente ao ano t-2

$DT_{2\ min,\ t-2}$ Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor mínimo da segunda parcela do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_2$, referente ao ano t-2

$DT_{2\ max,\ t-2}$ Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor máximo da segunda parcela do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_2$, referente ao ano t-2

$DT_{2\ ref,\ t-2}$ Parâmetro, a definir pela ERSE, que define o valor de referência da segunda parcela do indicador de desempenho técnico da RNT, $IMDT_2$, referente ao ano t-2.

2 - Os parâmetros das várias componentes do incentivo são estabelecidos no início de cada período de regulação.

Subsecção I

Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT

Artigo 162.º

Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT

1 - O incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT pretende induzir o operador da RNT a tomar decisões de investimento que não conduzam a uma degradação da disponibilidade dos elementos da RNT, medida em percentagem das horas totais do ano.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RNT, nos termos do Artigo 160.º e do Artigo 161.º, e deverá considerar a Disponibilidade médias dos circuitos de linha e transformadores de potência, conforme o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Artigo 163.º

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT (I_{DISP}) é determinado da seguinte forma:

$$\begin{cases} I_{DISP} = 0 \text{ se } P_{DISP} < P_{DISP\ ref} \\ I_{DISP} = 1 \text{ se } P_{DISP} \geq P_{DISP\ ref} \end{cases} \quad (181)$$

em que:

P_{DISP}	Média móvel do indicador de disponibilidade Tcd registada nos últimos três anos com dados reais, em percentagem
$P_{DISP\ ref}$	Nível de referência da disponibilidade, em percentagem

Subsecção II

Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT

Artigo 164.º

Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT

1 - O incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT pretende induzir o operador da RNT a tomar decisões de investimento que não conduzem a uma degradação da

continuidade de serviço de fornecimento de energia elétrica já alcançada, medida em minutos totais do ano.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RNT, nos termos do Artigo 160.º e do Artigo 161.º, e deverá considerar o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), determinado conforme o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Artigo 165.º

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT (I_{DISP}) é determinado da seguinte forma:

$$\begin{cases} I_{QST} = 0 \text{ se } P_{QST} > P_{QST\ ref} \\ I_{QST} = 1 \text{ se } P_{QST} \leq P_{QST\ ref} \end{cases} \quad (182)$$

em que:

P_{QST}	Média móvel do indicador TIE registada nos últimos três anos com dados reais, em minutos
$P_{QST\ ref}$	Nível de referência da TIE, em minutos

Subsecção III

Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado diário

Artigo 166.º

Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado

1 - O incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado pretende induzir o operador da RNT a tomar decisões de investimento que permitam disponibilizar mais capacidade da interligação internacional para fins comerciais, em ambos os sentidos.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RNT, nos termos do Artigo 160.ºe do Artigo 161.º, e deverá considerar o valor médio horário da capacidade da interligação no sentido importador e no sentido exportador,disponibilizada ao mercado diário no ano t-2, medida em MW.

Artigo 167.º

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado, na componente relativa ao sentido importador ($I_{int_imp,\ t-2}$) e na componente relativa ao sentido exportador ($I_{int_exp,\ t-2}$), é determinado da seguinte forma:

$$I_{int_imp,\ t-2} = \begin{cases} 0{,}5 \quad se\ Cap_{int_imp,\ t-2} \geq Cap_{int_imp\ sup,\ t-2} \\ 0{,}5 \times \dfrac{Cap_{int_imp\ t-2} - Cap_{int_imp,\ ref,\ t-2}}{Cap_{int_imp\ sup,\ t-2} - Cap_{int_imp\ ref,\ t-2}} \quad se\ Cap_{int_imp,\ t-2} > Cap_{int_imp\ ref,\ t-2} \\ 0{,}5 \times \dfrac{Cap_{int_imp,\ t-2} - Cap_{int_imp\ ref,\ t-2}}{Cap_{int_imp\ ref,\ t-2} - Cap_{int_imp\ inf,\ t-2}} \quad se\ Cap_{int_imp,\ t-2} \leq Cap_{int_imp\ ref} \\ -0{,}5, \quad se\ Cap_{int_imp,\ t-2} \leq Cap_{int_imp\ inf,\ t-2} \end{cases} \quad (183)$$

$$Cap_{int_imp_sup,\ t-2} = Cap_{int_imp_ref,\ t-2} \times (1+\Delta V_{imp}) \quad (184)$$

$$Cap_{int_imp_inf,\ t-2} = Cap_{int_imp_ref,\ t-2} \times (1-\Delta V_{imp}) \quad (185)$$

$$I_{int_exp,\ t-2} = \begin{cases} 0{,}5, \quad se\ Cap_{int_exp,\ t-2} \geq Cap_{int_exp\ sup,\ t-2} \\ 0{,}5 \times \dfrac{Cap_{int_exp\ t-2} - Cap_{int_exp,\ ref,\ t-2}}{Cap_{int_exp\ sup,\ t-2} - Cap_{int_exp\ ref,\ t-2}} \quad se\ Cap_{int_exp,\ t-2} > Cap_{int_exp\ ref,\ t-2} \\ 0{,}5 \times \dfrac{Cap_{int_exp,\ t-2} - Cap_{int_exp\ ref,\ t-2}}{Cap_{int_exp\ ref,\ t-2} - Cap_{int_exp\ inf,\ t-2}} \quad se\ Cap_{int_exp,\ t-2} \leq Cap_{int_exp\ ref,\ t-2} \\ -0{,}5, \quad se\ Cap_{int_exp,\ t-2} \leq Cap_{int_exp\ inf,\ t-2} \end{cases} \quad (186)$$

$$Cap_{int_exp_sup,\ t-2} = Cap_{int_exp_ref,\ t-2} \times (1+\Delta V_{exp}) \quad (187)$$

$$Cap_{int_exp_inf,\ t-2} = Cap_{int_exp_ref,\ t-2} \times (1-\Delta V_{exp}) \quad (188)$$

em que:

$Cap_{int_imp,\ t-2}$ Valor médio horário da capacidade de interligação no sentido importador, disponibilizada ao mercado diário, no ano t-2, e medida em MW.

$Cap_{int_exp,\ t-2}$ Valor médio horário da capacidade de interligação no sentido exportador, disponibilizada ao mercado diário, no ano t-2, e medida em MW.

$Cap_{int_imp\ ref,\ t-2}$ Nível de referência da capacidade de interligação, no sentido importador, disponibilizada ao mercado diário, no ano t-2 medida em MW.

$Cap_{int_imp\ inf,\ t-2}$ Limite inferior da capacidade de interligação, no sentido importador, disponibilizada ao mercado diário, no ano t-2, e medida em MW.

$Cap_{int_imp\ sup,\ t-2}$ Limite superior da capacidade de interligação, no sentido importador, disponibilizada ao mercado diário, no ano t-2, e medida em MW.

$Cap_{int_exp\ ref,\ t-2}$ Nível de referência da capacidade de interligação, no sentido exportador, disponibilizada ao mercado diário, no ano t-2, e medida em MW.

$Cap_{int_exp\ inf,\ t-2}$ Limite inferior da capacidade de interligação, no sentido exportador, disponibilizada ao mercado diário, no ano t-2, e medida em MW.

$Cap_{int_exp\ sup,\ t-2}$ Limite superior da capacidade de interligação, no sentido exportador, disponibilizada ao mercado diário, no ano t-2, e medida em MW.

ΔV_{imp} Variação (%) face ao valor de referência da capacidade de interligação, no sentido importador, disponibilizada ao mercado diário, para determinação dos valores limites inferior e superior da capacidade de interligação.

ΔV_{exp} Variação (%) face ao valor de referência da capacidade de interligação, no sentido exportador, disponibilizada ao mercado diário, para determinação dos valores limites inferior e superior da capacidade de interligação.

Subsecção IV

Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições

Artigo 168.º

Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições

1 - O Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições pretende induzir o operador da RNT a tomar decisões de investimento que permitam disponibilizar mais capacidade da RNT.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RNT, nos termos do Artigo 160.º e do Artigo 161.º, e deverá considerar o o valor da capacidade atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, para ligações à RNT de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, no

ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\,max}$).

3 - Para efeitos da aplicação deste incentivo, exclui-se a atribuição de capacidade de injeção para instalações de produção ou de armazenamento autónomo que já detenham TRC de capacidade de injeção firme, assim como se exclui a atribuição de capacidade ao abrigo de projetos piloto.

Artigo 169.º

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade da RNT, na modalidade de acesso com restrições ($IACR_{\,inj\ RNT,\,t-2}$) é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{inj\ RNT,\,t-2} = \begin{cases} 1, \quad se\ Cap_{ACR_inj\ RNT,\,t-2} \geq Cap_{ACR_inj\ RNT\ sup} \\ \dfrac{Cap_{ACR_inj\ RNT\ t-2}}{Cap_{ACR_inj\ RNT\ sup}} \quad se\ Cap_{ACR_inj\ RNT,\,t-2} > 0 \\ 0 \quad se\ Cap_{ACR\ \ inj\ RNT,\,t-2} = 0 \end{cases} \qquad (189)$$

em que:

$Cap_{ACR_inj\ RNT,\,t-2}$ Volume de capacidade de injeção na RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

$Cap_{ACR_inj\ RNT\ sup,\,t-2}$ Limite superior da capacidade de injeção na RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

Artigo 170.º

Incentivo à cooperação e coordenação entre os operadores da RNT e da RND, para atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições

1 - O incentivo à cooperação e coordenação entre os operadores da RNT e RND, para atribuição de capacidade de injeção na RND na modalidade de acesso com restrições pretende induzir o

operador da RNT a tomar decisões que lhe permitam viabilizar a atribuição de capacidade na RND pelo operador da RND na modalidade de acesso com restrições.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RNT, nos termos do Artigo 160.º e do Artigo 161.º, e deverá considerar o valor da capacidade de injeção, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, para ligações à RND de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,\,max}$).

3 - Para efeitos da aplicação deste incentivo, exclui-se a atribuição de capacidade de injeção para instalações de produção ou de armazenamento autónomo que já detenham TRC de capacidade de injeção firme, assim como se exclui a atribuição de capacidade ao abrigo de projetos piloto.

Artigo 171.º

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo à cooperação e coordenação entre os operadores da RNT e da RND, para atribuição de capacidade de injeção da RND, na modalidade de acesso com restrições ($IACR_{inj\ ORD/ORT,\ t-2}$), é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{inj\ ORD/ORT,\ t-2} = \qquad (190)$$

$$= \begin{cases} 1, \text{ se } Cap_{ACR_inj\ ORD/ORT,\ t-2} \geq Cap_{ACR_inj\ ORD/ORT\ sup,\ t-2} \\ \dfrac{Cap_{ACR_inj\ ORD/ORT\ t-2}}{Cap_{ACR_inj\ ORD/ORT\ sup,\ t-2}}, \text{ se } Cap_{ACR_inj\ ORD/ORT,\ t-2} > 0 \\ 0, \text{ se } Cap_{ACR\ ini\ ORD/ORT.\ t-2} = 0 \end{cases}$$

em que:

$Cap_{ACR_inj\ ORD/ORT,\ t-2}$	Volume de capacidade de injeção na RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).
$Cap_{ACR_inj\ ORD/ORT_sup,\ t-2}$	Limite superior da capacidade de injeção na RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

Subsecção V

Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, na modalidade de acesso com restrições

Artigo 172.º

Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, na modalidade de acesso com restrições

1 - O incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, na modalidade de acesso com restrições, pretende induzir o operador da RNT a tomar decisões de investimento que permitam disponibilizar mais capacidade da RNT para alimentação de consumo.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RNT, nos termos do Artigo 160.º e do Artigo 161.º, e deverá considerar o o valor da capacidade atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, para alimentação de consumos de instalações ligadas à RNT, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

3 - Para efeitos da aplicação deste incentivo, exclui-se a atribuição de capacidade de alimentação a instalações de consumo ou de armazenamento autónomo que já detenham TRC de capacidade de alimentação firme, assim como se exclui a atribuição de capacidade ao abrigo de projetos piloto.

4 - No caso de instalações de armazenamento autónomo, só é elegível para o incentivo a capacidade de alimentação, no caso de não terem sido também atribuídos TRC com restições para capacidade de injeção, caso contrário, apenas é elegível a capacidade de injeção com restrições.

Artigo 173.º

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, na modalidade de acesso com restrições ($IACR_{cons_RNT,\ t-2}$) é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{cons\ RNT,\ t-2} = \qquad (191)$$

$$= \begin{cases} 1, \text{ se } Cap_{ACR_cons\ RNT,\ t-2} \geq Cap_{ACR_cons\ RNT\ sup,\ t-2} \\ \dfrac{Cap_{ACR_cons\ RNT\ t-2}}{Cap_{ACR_cons\ RNT\ sup,\ t-2}} \text{ se } Cap_{ACR_cons\ RNT,\ t-2} > 0 \\ 0, \text{ se } Cap_{ACR_cons\ RNT,\ t-2} = 0 \end{cases}$$

em que:

$Cap_{ACR_cons\ RNT,\ t-2}$ Volume de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

$Cap_{ACR_cons\ RNT_sup,\ t-2}$ Limite superior da capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

Artigo 174.º

Incentivo à cooperação e coordenação entre os operadores da RNT e da RND, para atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, na modalidade de acesso com restrições

1 - O incentivo à cooperação e coordenação entre os operadores da RNT e RND, para atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, na modalidade de acesso com restrições pretende induzir o operador da RNT a tomar decisões que lhe permitam viabilizar a atribuição de capacidade para alimentação de consumos ligados na RND pelo operador da RND na modalidade de acesso com restrições.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RNT, nos termos do Artigo 161.º e do Artigo 160.º, e deverá considerar o valor da capacidade, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, para alimentação de consumos ligados à RND, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam a o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

3 - Para efeitos da aplicação deste incentivo, exclui-se a atribuição de capacidade de alimentação a instalações de consumo ou de armazenamento autónomo, que já detenham TRC de capacidade

de alimentação firme, assim como se exclui a atribuição de capacidade ao abrigo de projetos piloto.

4 - No caso de instalações de armazenamento autónomo, só é elegível para o incentivo a capacidade de alimentação, no caso de não terem sido também atribuídos TRC com restições para capacidade de injeção, caso contrário, apenas é elegível a capacidade de injeção com restrições.

Artigo 175.º

Metodologia de Cálculo do Incentivo

O Incentivo à cooperação e coordenação entre os operadores da RNT e da RND, para atribuição de capacidade para alimentação de consumos ligados à RND, na modalidade de acesso com restrições ($IACR_{cons\ ORD/ORT,\ t-2}$), é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{cons\ ORD/ORT,\ t-2} = \quad (192)$$

$$= \begin{cases} 1, \ \text{se } Cap_{ACR_cons\ ORD/ORT,\ t-2} \geq Cap_{ACR_cons\ ORD/ORT\ sup,\ t-2} \\ \dfrac{Cap_{ACR_cons\ ORD/ORT\ t-2}}{Cap_{ACR_cons\ ORD/ORT\ sup,\ t-2}} \ \text{se } Cap_{ACR_cons\ ORD/ORT,\ t-2} > 0 \\ 0 \ \text{se } Cap_{ACR_cons\ ORD/ORT,\ t-2} = 0 \end{cases}$$

em que:

$Cap_{ACR_cons\ ORD/ORT,\ t-2}$	Volume de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).
$Cap_{ACR_cons\ ORD/ORT\ sup,\ t-2}$	Limite superior da capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, no ano t-2, e medida em MVA, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam o limite máximo anual de horas ($h_{t-2,max}$).

Capítulo V

Processo de cálculo das tarifas reguladas

Secção I

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

Artigo 176.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

1 - A tarifa de Energia é estabelecida por forma a recuperar os custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos no Artigo 125.º.

2 - Os preços da tarifa de Energia são calculados por forma a recuperar os custos $\tilde{R}_{TE,t}^{CR}$ de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{TE,t}^{CR} = \sum_{n}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma_{j}^{h}\right) \times TWh_{t}^{E} \qquad (193)$$

com:

n	Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT e BT)
i	Opção tarifária i do nível de tensão n
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
j	Nível de tensão j (j = MAT, AT, MT e BT com $j \geq n$)

em que, com n = MAT, AT, MT e BT:

$\tilde{R}_{TE,t}^{CR}$	Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos recuperar no ano t por aplicação da tarifa de Energia
$Wh_{i_{n,t}}$	Energia ativa fornecida no período horário h da opção tarifária i do nível de tensão n, prevista para o ano t
TWh_{t}^{E}	Preço da energia ativa da tarifa de Energia no período horário h, no ano t

γ_j^h Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j.

3 - Os preços da tarifa de Energia devem refletir a estrutura dos preços marginais de aquisição de energia nos termos do estabelecido no Artigo 177.º.

4 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia são as energias ativas fornecidas a clientes do comercializador de último recurso em MAT, AT, MT e em BT, previstas para o ano t, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT através dos respetivos fatores de ajustamento para perdas.

5 - Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Energia.

6 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos seus fornecimentos a clientes em MAT, AT, MT e em BT são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2 -, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no número anterior.

7 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos em MAT, AT, MT e em BT são estabelecidos anualmente.

Artigo 177.º

Estrutura dos preços marginais de energia

A estrutura dos preços marginais de energia deve ser repercutida na estrutura dos preços da tarifa de Energia, através da seguinte expressão:

$$TWh_t^E = k^E \times PmgWh^E \qquad (194)$$

em que:

TWh_t^E Preço da energia ativa da tarifa de Energia no período horário h, no ano t

$PmgWh^E$ Preço marginal de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso no período horário h

k^E Fator a aplicar aos preços marginais da energia.

Artigo 178.º

Monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização

1 - A adequação da tarifa de energia será monitorizada trimestralmente através do desvio na previsão do preço médio de energia do CUR.

2 - O desvio na previsão do preço médio de energia do CUR, nos termos definidos pelo Artigo 125.º, para o ano t é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{P}r = \tilde{P}r_t^{Revisto} - \tilde{P}r \qquad (195)$$

em que:

$\Delta\tilde{P}r$	Desvio na previsão do preço médio de energia do CUR, em euros por kWh, para o ano t
$\tilde{P}r_t^{Revisto}$	Valor revisto da previsão de preço médio de energia do CUR, em euros por kWh, relativo às aquisições de energia elétrica, para o ano t
$\tilde{P}r_t$	Previsão de preço médio de energia do CUR, em euros por kWh, para o ano t, considerada no processo de fixação de tarifas para o ano t.

3 - A tarifa de energia será atualizada nos termos da seguinte expressão:

$$\Delta TE_n = \beta_t \times \mu_t \times \prod_n (1+\gamma_n^h) \quad \text{, se } \left|\Delta\tilde{P}r_t\right| \geq \mu_t \qquad (196)$$

$$\Delta TE_n = 0 \quad \text{, se } \left|\Delta\tilde{P}r_t\right| < \mu_t$$

em que:

n	Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT e BT)
γ_n^h	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão n
ΔTE_n	Atualização da tarifa de energia para as diversas opções tarifárias, em euros por kWh, no nível de tensão n
β_t	Parâmetro que traduz a proporção do limiar para o desvio de previsão do preço médio de energia do CUR a refletir na tarifa de energia, com valores compreendidos entre 0 e 1 para o ano t, a aprovar pela ERSE

μ_t Parâmetro que traduz o limiar, medido em euros por kWh, a partir do qual é aplicado o mecanismo de atualização de preços de energia para o ano t, a aprovar pela ERSE

$\left|\Delta \tilde{P}r_t\right|$ Desvio, em valor absoluto, da previsão do preço médio de. energia do CUR, em euros por kWh, para o ano t.

4 - A atualização da tarifa de energia nos termos do n.º 2 - pode ser repercutida, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, em todos os preços da energia ativa discriminados por período horário das tarifas transitórias de venda a clientes finais, das tarifas a Venda a Clientes Finais, da tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, da tarifa a aplicar aos Comercializadores de Último Recurso a atuar exclusivamente em BT no âmbito do fornecimento supletivo, da tarifa Social de Venda a Clientes Finais do CUR e das tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores.

5 - A decisão de atualização da tarifa de Energia, referida nos números 3 - e 4 -, exige a avaliação ponderada pela ERSE, que inclui, além da determinação do desvio na previsão do preço médio de energia do CUR, a avaliação da estabilidade tarifária e da evolução de preços nos mercados grossista e retalhista, que possam não justificar a atualização.

6 - A atualização da tarifa de energia, nos termos definidos nos números anteriores, será aprovada nos termos do n.º 11 - do Artigo 229.º.

Secção II

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 179.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte

1 - O operador da rede de transporte recupera os proveitos no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema por aplicação da tarifa definida no presente artigo às entregas ao operador da rede de distribuição em MT e AT e ainda pela faturação ao mesmo operador dos encargos relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Artigo 180.º.

2 - Os preços das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}^{T}_{GS,t} = \sum_{h} Wh_t \times TWh^{UGS1}_t \quad (197)$$

$$\tilde{R}r^{T}_{Pol,t} = \sum_{h} Wh_t \times TWh^{UGS2}_t \quad (198)$$

com:

h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\tilde{R}^{T}_{GS,t}$	Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano t, decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (12) do Artigo 114.º
$\tilde{R}r^{T}_{Pol,t}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, previstos para o ano t a recuperar pela aplicação da tarifa de uso global do sistema do operador da rede de transporte calculados de acordo com a expressão (17) do Artigo 115.º
TWh^{UGS1}_t	Preço da energia ativa entregue no período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
TWh^{UGS2}_t	Preço da energia ativa entregue no período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
Wh_t	Energia ativa entregue no período horário h, prevista para o ano t.

3 - Os preços de energia da parcela I e da parcela II da tarifa de Uso Global de Sistema não apresentam diferenciação horária.

4 - Todas as entregas estabelecidas nos números anteriores devem ser referidas à saída da RNT.

Artigo 180.º

Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC

1 - Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são calculados nos termos do presente artigo, sem prejuízo do disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

2 - Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são obtidos por aplicação do preço do termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema definido no Artigo 182.º às quantidades físicas envolvidas, de acordo com a seguinte expressão:

$$Enc_m^{CMEC} = \sum_n \sum_i Pc_{i_{n,m}} \times TPc_t^{UGS2Prod} \qquad (199)$$

com:

n	Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT e BT)
i	Opções tarifárias i do nível de tensão n

em que:

Enc_m^{CMEC}	Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, no mês m
$Pc_{i_{n,m}}$	Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes dos comercializadores de último recurso, da opção tarifária i, no mês m
$TPc_t^{UGS2Prod}$	Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos pagamentos dos CMEC previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, no ano t, definido no Artigo 182.º.

Artigo 181.º

Metodologia de cálculo da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

1 - Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no

número seguinte, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4 -.

2 - Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no número seguinte proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental relativo à parcela I, definido no Artigo 119.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS1,t} = \sum_{h} Wh_{MAT,t} \times \left(1+\gamma^{h}_{MAT/AT}\right)^{-1} \times TWh^{UGS1}_{t} + \sum_{n}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n,t}} \times \prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right) \times \quad (200)$$

$$\times\, TWh^{UGS1}_{t}$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = AT, MT, BTE e BTN)
i	Opções tarifárias i do nível de tensão
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
j	Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com j ≥ n)

em que:

$\tilde{R}^{D}_{UGS1,t}$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$Wh_{MAT,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes em MAT, prevista para o ano t
TWh^{UGS1}_{t}	Preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
γ^{h}_{j}	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j
$\gamma^{h}_{MAT/AT}$	Fator de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (201).

sendo o fator de ajustamento para perdas $\gamma^{h}_{MAT/AT}$ calculado da seguinte forma:

$$\gamma^{h}_{MAT/AT} = \frac{1+\gamma^{h}_{AT/RNT}}{1+\gamma^{h}_{MAT}} - 1 \qquad (201)$$

em que:

γ^{h}_{MAT} Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h

$\gamma^{h}_{AT/RNT}$ Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação MAT/AT, no período horário h.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema são as energias ativas entregues a clientes, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT, previstas para o ano t.

4 - Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

Artigo 182.º

Metodologia de cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

1 - Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no referencial de entrega, resultam das expressões seguintes:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS2,t} = \sum_{i}\sum_{j} T^{D}_{UGS2,i,j,t} \times Q^{entrega}_{i,j,t} \qquad (202)$$

$$T^{D}_{UGS2,i,j,t} = e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_{t} \qquad (203)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{UGS2,t}$ Proveitos, previstos para o ano t, a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

$T^{D}_{UGS2,i,j,t}$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, em base anual, no referencial de entrega, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t

$Q_{i,j,t}^{entrega}$	Quantidade agregada em Portugal continental, prevista para o ano t, no referencial de entrega, para o grupo de utilizadores i e a variável de faturação j
$e_{i,j,t}$	Coeficientes de estrutura tarifária, em base anual, no referencial de entrega a clientes, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t
$a_{i,t}$	Coeficientes de alocação, aplicáveis ao grupo de utilizadores i no ano t
f_t	Fator multiplicativo que assegura a recuperação dos proveitos, previstos para o ano t, a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
i	Grupos de utilizadores em Portugal continental, designadamente os níveis de tensão MAT, AT e MT, os tipos de fornecimento BTE e BTN> e as opções tarifárias tri-horária, bi-horária e simples em BTN<
j	Variáveis de faturação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicáveis em cada grupo de utilizadores, designadamente a potência em horas de ponta, a potência contratada e a energia ativa por período horário.

2 - Os coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$ resultam da soma da tarifa de Uso da Rede de Transporte, das tarifas de Uso das Redes de Distribuição com os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

3 - Os coeficientes de alocação $a_{i,t}$ assumem valores unitários.

4 - Sem prejuízo dos números anteriores, por motivos de estabilidade tarifária e não distorção da estrutura tarifária, a ERSE pode determinar, de forma justificada, valores diferentes para os coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$ e os coeficientes de alocação $a_{i,t}$.

5 - Nos termos da legislação aplicável, caso o Governo determine uma repercussão diferenciada dos CIEG incluídos na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, cabe à ERSE implementar essa decisão através dos coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$ e dos coeficientes de alocação $a_{i,t}$.

6 - O preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema inclui os custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no âmbito do Decreto-Lei n.º 240/2004.

7 - No caso de existirem isenções parciais ou totais para determinados subgrupos de utilizadores das redes, e a incidir sobre todas ou algumas parcelas de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de

Uso Global do Sistema, a metodologia de cálculo apresentada no n.º 1 - deve ser ajustada no sentido de respeitar as seguintes expressões:

$$\tilde{R}^{D}_{UGS2,t} = \sum_{m} \tilde{R}^{D}_{UGS2,m,t} = \tilde{R}^{D}_{UGS2,t} \times \sum_{m} s_{m,t} \quad (204)$$

$$Q^{entrega}_{i,j,t} = \sum_{k} Q^{entrega}_{k,i,j,t} \quad (205)$$

$$\tilde{R}^{D}_{UGS2,t} + \sum_{m} s_{m,t} \times \sum_{k} \sum_{i} \sum_{j} x_{m,k,t} \times e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_{t} \times Q^{entrega}_{k,i,j,t} \quad (206)$$

$$= \sum_{i} \sum_{j} e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_{t} \times Q^{entrega}_{i,j,t}$$

$$T^{D}_{UGS2,k,i,j,t} = \sum_{m} s_{m} \times \left(1 - x_{m,k,t}\right) \times e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_{t} \quad (207)$$

em que, para além das variáveis já definidas no n.º 1 -, se define que:

$\tilde{R}^{D}_{UGS2,m,t}$	Parcela de proveitos m, previstos para o ano t, a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
$s_{m,t}$	Peso da parcela de proveitos m, em percentagem, face ao valor total dos proveitos a recuperar no ano t pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
$Q^{entrega}_{k,i,j,t}$	Quantidade agregada do subgrupo de utilizadores k em Portugal continental, prevista para o ano t, no referencial de entrega, para o grupo de utilizadores i e a variável de faturação j
$x_{m,k,t}$	Isenção parcial ou total, em percentagem, a incidir na parcela de proveitos m, aplicável ao subgrupo de utilizadores k, a refletir nos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t
$T^{D}_{UGS2,k,i,j,t}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema aplicável ao subgrupo de utilizadores k, em base anual e líquido das isenções parciais ou totais, no referencial de entrega, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t
m	Conjunto de parcelas de proveitos, a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

k Conjuntos de subgrupos de utilizadores da rede, para distinguir a aplicação de isenções, parciais ou totais, a refletir nos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

8 - Os preço de potência da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, determinados nos termos dos n.ºs 1 - ou 7 - , devem ser convertidos para base diária, dividindo os preços em base anual pelo número de dias do ano t.

9 - A ERSE deve publicar, no âmbito da decisão de tarifas, os elementos dos n.ºs 1 - ou 7 - que determinam os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

Secção III

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 183.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos ao operador da rede de transporte, definidos no Artigo 117.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{T}_{URT,t} = \sum_{n} Pc_{n,t} \times TPc^{URT}_{n,t} + Pp_{n,t} \times TPp^{URT}_{n,t} + \qquad (208)$$

$$+ \sum_{h} Wh_{n,t} \times TWh^{URT}_{n,t} + Wrc_{n,t} \times TWrc^{URT}_{n,t} + Wri_{n,t} \times TWri^{URT}_{n,t}$$

com:

n Nível de tensão n (n = MAT e AT)

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\tilde{R}^{T}_{URT,t}$ Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$Pc_{n,t}$, $Pp_{n,t}$ Potência contratada e potência em horas de ponta das entregas no nível de tensão n, referidas à saída da RNT, previstas para o ano t

$TPc^{URT}_{n,t}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

$TPp^{URT}_{n,t}$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

$TWh^{URT}_{n,t}$ Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

$Wh_{n,t}$ Energia ativa no período horário h das entregas no nível de tensão n, referida à saída da RNT, prevista para o ano t

$Wrc_{n,t}$ Energia reativa capacitiva nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT

$TWrc^{URT}_{n,t}$ Preço da energia reativa capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

$Wri_{n,t}$ Energia reativa indutiva nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT

$TWri^{URT}_{n,t}$ Preço da energia reativa indutiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um fator multiplicativo, através das seguintes expressões:

$$TPc^{URT}_{AT,t} = k^{URT}_{t} \times CiPc^{URT}_{AT} \quad (209)$$

$$TPp^{URT}_{AT,t} = k^{URT}_{t} \times CiPp^{URT}_{AT} \quad (210)$$

em que:

$Ci\ Pc^{URT}_{AT}$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT

$Ci\ Pp^{URT}_{AT}$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT

k_t^{URT} Fator a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em AT, no ano t

impondo que os preços da potência contratada e da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT sejam iguais aos aplicáveis pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes em MAT, estabelecidos no Artigo 184.º.

2 - Os preços de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^{h} \times TWh_t \quad (211)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^{h} \times TWh_t \quad (212)$$

em que:

γ_{MAT}^{h} Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h

$\gamma_{AT/RNT}^{h}$ Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário h

TWh_t Preço marginal da energia ativa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

Artigo 184.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no número seguinte, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas.

2 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a considerar para a conversão referida no número anterior são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas nos n.os 4 - e 5 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, definidos no Artigo 122.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URT,t}=Pc_{MAT,t}\times TPc^{URT}_{MAT,t}+Pp_{MAT,t}\times TPp^{URT}_{MAT,t}+\sum_{h} Wh_{MAT,t}\times TWh^{URT}_{MAT,t}+Wrc_{MAT,t}\times$$

$$\times TWrc^{URT}_{MAT,t}+Wri_{MAT,t}\times TWri^{URT}_{MAT,t}+\sum_{n}\sum_{i} Pp_{i_{n,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma^{p}_{j}\right)\times \quad (213)$$

$$\times\left[TPp^{URT}_{AT,t}+(1+\delta_{MAT})\times TPc^{URT}_{AT,t}\right]+\sum_{n}\sum_{i}\sum_{h} Wh_{i_{n,t}}\times\prod_{j}\left(1+\gamma^{h}_{j}\right)\times TWh^{URT}_{AT,t}$$

com:

n	Nível de tensão n (n = AT, MT e BT)
i	Opções tarifárias i do nível de tensão n
p	Período horário p (p = horas de ponta)
j	Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com j ≥ n)
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URT,t}$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano t
$Pc_{MAT,t}$	Potência contratada das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t
$Pp_{MAT,t}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t
$TPc^{URT}_{MAT,t}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$TPp^{URT}_{MAT,t}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wh_{MAT,t}$	Energia ativa entregue a clientes em MAT no período horário h, prevista para o ano t
$TWh^{URT}_{MAT,t}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wrc_{MAT,t}$	Energia reativa capacitiva das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t

$TWrc^{URT}_{MAT,t}$ Preço da energia reativa capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t

$Wri_{MAT,t}$ Energia reativa indutiva das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t

$TWrir^{URT}_{MAT,t}$ Preço da energia reativa indutiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t

$Pp_{i_{n,t}}$ Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t

$TPc^{URT}_{AT,t}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t

$TPp^{URT}_{AT,t}$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t

γ^{p}_{j} Fator de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j

$Wh_{i_{n,t}}$ Energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, prevista para o ano t

$TWh^{URT}_{AT,t}$ Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t

γ^{h}_{j} Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j

$\gamma^{h}_{MAT/AT}$ Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à transformação de MAT/AT, no período horário h, de acordo com a expressão (201)

δ_{MAT} Fator que relaciona, por efeito de simultaneidade, a potência média em horas de ponta entregue a clientes no nível de tensão de jusante com a potência contratada desse nível de tensão

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um fator multiplicativo através das seguintes expressões:

$$TPc^{URT}_{MAT,t} = k^{URT}_{t} \times Ci\ Pc^{URT}_{MAT} \quad (214)$$

$$TPp^{URT}_{MAT,t} = k^{URT}_{t} \times Ci\ Pp^{URT}_{MAT} \quad (215)$$

$$TPc^{URT}_{AT,t} = k^{URT}_{t} \times Ci\ Pc^{URT}_{AT} \quad (216)$$

$$TPp_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci\ Pp_{AT}^{URT} \quad (217)$$

em que:

$Ci\ Pc_{MAT}^{URT}$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em MAT
$Ci\ Pp_{MAT}^{URT}$	Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em MAT
$Ci\ Pc_{AT}^{URT}$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT
$Ci\ Pp_{AT}^{URT}$	Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT
k_t^{URT}	Fator a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em MAT e AT, no ano t.

3 - Os preços de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^{h} \times TWh_t \quad (218)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^{h} \times TWh_t \quad (219)$$

em que:

γ_{MAT}^{h}	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h
$\gamma_{AT/RNT}^{h}$	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário h
TWh_t	Preço marginal da energia ativa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

4 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias ativas das entregas a clientes, previstas para o ano t, devidamente ajustadas para perdas e referidas à saída da RNT.

5 - No cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT consideram-se também as quantidades de energia reativa.

6 - Nas entregas a clientes em AT e nos níveis de tensão inferiores, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um fator de simultaneidade e a energia reativa não é faturada.

7 - Para efeitos do n.º 2 - são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção IV

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 185.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no número seguinte, para os níveis de tensão a jusante e opções tarifárias por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT, a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 4 - proporcione o montante de proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, definidos no Artigo 123.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{D}_{URD,t} = \tilde{R}^{D\text{-}NT}_{URD,t} + \tilde{R}^{D\text{-}BT}_{URD,t} \quad (220)$$

$$\tilde{R}^{D\text{-}NT}_{URD,t} = \tilde{R}_{URD_{AT,t}} + \tilde{R}_{URD_{MT,t}} \quad (221)$$

$$\tilde{R}^{D\text{-}BT}_{URD,t} = \tilde{R}_{URD_{BT,t}} \quad (222)$$

em que:

$\tilde{R}^{D}_{URD,t}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$\tilde{R}^{D\text{-}NT}_{URD,t}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT, previstos para o ano t

$\tilde{R}^{D\text{-}BT}_{URD,t}$ Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD_{AT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD_{MT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD_{BT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, previstos para o ano t

e

$$\tilde{R}_{URD_{AT,t}} = \sum_i \left(Pc_{i_{AT,t}} \times TPc^{URD}_{AT,t} + Pp_{i_{AT,t}} \times TPp^{URD}_{AT,t} + \sum_h Wh_{AT,t} \times TWh^{URD}_{AT,t} + Wrc_{i_{AT,t}} \times \right.$$
$$\left. \times TWrc^{URD}_{AT,t} + Wri_{i_{AT,t}} \times TWri^{URD}_{AT,t} \right) + \sum_n \sum_i Pp_{i_{n,t}} \times \prod_j \left(1+\gamma^p_j\right) \times \left(TPp^{URD}_{AT,t}\right) +$$
$$+ \sum_n \sum_i Pp_{i_{n,t}} \times \prod_j \left(1+\gamma^p_j\right) \times (1+\delta_{AT}) \times TPc^{URD}_{AT,t} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i_{n,t}} \times \prod_j (1+\gamma^h_j) + \quad (223)$$
$$\times TWh^{URD}_{AT,t}$$

$$\tilde{R}_{URD_{MT,t}} = \sum_i \left(Pc_{i_{MT,t}} \times TPc^{URD}_{MT,t} + Pp_{i_{MT,t}} \times TPp^{URD}_{MT,t} + \sum_h Wh_{MT,t} \times TWh^{URD}_{MT,t} + Wrc_{i_{MT,t}} \times \right.$$
$$\left. \times TWrc^{URD}_{MT,t} + Wri_{i_{MT,t}} \times TWri^{URD}_{MT,t} \right) + \sum_i Pp_{i_{BT,t}} \times \left(1+\gamma^p_{BT}\right) \times TPp^{URD}_{MT,t} + \sum_i Pp_{i_{BT,t}} \times \quad (224)$$
$$\times \left(1+\gamma^p_{BT}\right) \times (1+\delta_{MT}) \times TPc^{URD}_{MT,t} + \sum_i \sum_h Wh_{i_{BT,t}} \times \left(1+\gamma^h_{BT}\right) \times TWh^{URD}_{MT,t}$$

$$\tilde{R}_{URD_{BT,t}} = \sum_i \left(Pc_{i_{BT,t}} \times TPc^{URD}_{BT,t} + Pp_{i_{BT,t}} \times TPp^{URD}_{BT,t} + \right.$$
$$\left. + \sum_h Wh_{BT,t} \times TWh^{URD}_{BT,t} + Wrc_{i_{BT,t}} \times TWrc^{URD}_{BT,t} + Wri_{i_{BT,t}} \times TWri^{URD}_{BT,t} \right) \quad (225)$$

com:

n Nível de tensão n (n = MT e BT)

i Opções tarifárias i de cada nível de tensão AT, MT e BT

p	Período horário p (p = horas de ponta)
j	Nível de tensão j (j = MT e BT com j ≥ n)
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

com m = AT, MT e BT:

$TPc_{m,t}^{URD}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TPp_{m,t}^{URD}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TWh_{m,t}^{URD}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TWrc_{m,t}^{URD}$	Preço da energia reativa capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TWri_{m,t}^{URD}$	Preço da energia reativa indutiva da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$Pc_{i_{m,t}}$	Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Pp_{i_{m,t}}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wh_{i_{m,t}}$	Energia ativa das entregas no período horário h a clientes do nível de tensão m e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wrc_{i_{m,t}}$	Energia reativa capacitiva das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wri_{i_{m,t}}$	Energia reativa indutiva das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$\gamma_j^p, \gamma_{BT}^p$	Fator de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j (BT)
$\gamma_j^h, \gamma_{BT}^h$	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j (BT)

δ_{AT},δ_{MT} Fatores que relacionam, por efeito de simultaneidade, a potência contratada do nível de tensão (AT e MT) com a potência média em horas de ponta entregue a clientes nos níveis de tensão de jusante

repercutindo, na estrutura dos preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a estrutura dos custos incrementais de potência da seguinte forma:

a) Em AT e MT por aplicação de um fator multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPc_{n,t}^{URD} = k_t^{URD\text{-}NT} \times Ci\ Pc_n^{URD} \quad (226)$$

$$TPp_{n,t}^{URD} = k_t^{URD\text{-}NT} \times Ci\ Pp_n^{URD} \quad (227)$$

com:

n Nível de tensão n (n = AT e MT)

em que:

$Ci\ Pc_n^{URD}$ Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição do nível de tensão n

$Ci\ Pp_n^{URD}$ Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição do nível de tensão n

$k_t^{URD\text{-}NT}$ Fator a aplicar ao custo incremental das potências das redes de distribuição em AT e MT, no ano t.

b) Em BT por aplicação de um fator multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPc_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD\text{-}BT} \times Ci\ Pc_{BT}^{URD} \quad (228)$$

$$TPp_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD\text{-}BT} \times Ci\ Pp_{BT}^{URD} \quad (229)$$

em que:

$Ci\ Pc_{BT}^{URD}$ Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT

$Ci\ Pp_{BT}^{URD}$ Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT

$k_t^{URD\text{-}BT}$ Fator a aplicar ao custo incremental das potências da rede de distribuição em BT, no ano t.

3 - Os preços de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{AT,t}^{URD} = \gamma_{AT}^{h} \times TWh_t \quad (230)$$

$$TWh_{MT,t}^{URT} = \gamma_{MT}^{h} \times TWh_t \quad (231)$$

$$TWh_{BT,t}^{URT} = \gamma_{BT}^{h} \times TWh_t \quad (232)$$

em que:

γ_{AT}^{h} Fator de ajustamento para perdas na rede de AT, no período horário h

γ_{MT}^{h} Fator de ajustamento para perdas na rede de MT, no período horário h

γ_{BT}^{h} Fator de ajustamento para perdas na rede de BT, no período horário h

TWh_t Preço marginal da energia ativa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

4 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias ativas, devidamente ajustadas para perdas até à saída de cada uma das redes, e as energias reativas das entregas a clientes.

5 - Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT às entregas em MT e BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um fator de simultaneidade e a energia reativa não é faturada.

6 - Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT às entregas em BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um fator de simultaneidade e a energia reativa não é faturada.

7 - Para efeitos dos números anteriores são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção V

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização

Artigo 186.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os preços das tarifas de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no número seguinte proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso na atividade de Comercialização, definidos no Artigo 128.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}^{CR}_{C_{NT,t}} = \sum_{n}\sum_{i} NC_{i_{n,t}} \times TF^{C}_{NT,t} + \sum_{n}\sum_{i} W_{i_{n,t}} \times TW^{C}_{NT,t} \quad (233)$$

$$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTE,t}} = \sum_{i} NC_{i_{BTE,t}} \times TF^{C}_{BTE,t} + \sum_{i} W_{i_{BTE,t}} \times TW^{C}_{BTE,t} \quad (234)$$

com:

n	Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT)
i	Opções tarifárias i do nível de tensão n, ou dos fornecimentos em BTE

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{C_{NT,t}}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em MAT, AT, MT, no ano t
$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTE,t}}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t
$TF^{C}_{NT,t}$	Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em MAT, AT, MT, no ano t
$TF^{C}_{BTE,t}$	Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t
$TW^{C}_{NT,t}$	Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em MAT, AT, MT, no ano t
$TW^{C}_{BTE,t}$	Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t

$NC_{i_{n,t}}$ Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês no nível de tensão n e da opção tarifária i, previsto para o ano t

$NC_{i_{BTE,t}}$ Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária i de BTE, previsto para o ano t

$W_{i_{n,t}}$ Energia ativa dos fornecimentos das opções tarifárias i do nível de tensão n, no ano t

$W_{i_{BTE,t}}$ Energia ativa das opções tarifárias i dos fornecimentos em BTE, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE correspondem ao número de clientes e à energia ativa dos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso em cada uma das opções tarifárias destes níveis de tensão.

Artigo 187.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os preços das tarifas de Comercialização em BTN são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no número seguinte proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso na atividade de Comercialização em BTN, definidos no Artigo 128.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTN,t}} = \sum_i NC_{i_{BTN,t}} \times TF^{C}_{BTN,t} + \sum_i W_{i_{BTN,t}} \times TW^{C}_{BTN,t} \quad (235)$$

com:

i Opções tarifárias i dos fornecimentos em BTN

em que:

$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$TF^{C}_{BTN,t}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$TW^{C}_{BTN,t}$ Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$NC_{i_{BTN,t}}$ Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária i de BTN, previsto para o ano t

$W_{i_{BTN,t}}$ Energia ativa das opções tarifárias i dos fornecimentos em BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Comercialização em BTN correspondem ao número de clientes e à energia ativa dos fornecimentos a clientes em BTN do comercializador de último recurso em cada opção tarifária.

Secção VI

Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

Artigo 188.º

Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

1 - Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no número seguinte proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, no âmbito dos fornecimentos aos seus clientes de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}=\tilde{R}^{CR}_{E_{BTN,t}}+\tilde{R}^{CR}_{UGS_{BTN,t}}+\tilde{R}^{CR}_{URT_{BTN,t}}+\tilde{R}^{CR}_{URD_{BTN,t}}+\tilde{R}^{CR}_{C_{BTN,t}} \quad (236)$$

em que:

$\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{E_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{UGS_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{URT_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{URD_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\tilde{R}^{CR}_{C_{BTN,t}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos em BTN, no ano t

e

$$\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t} = \sum_{i} \left(Pc_{i_{BTN,t}} \times TPc^{TVCF}_{i_{BTN,t}} + \sum_{h} Wh_{i_{BTN,t}} \times TWh^{TVCF}_{i_{BTN,t}} \right) \quad (237)$$

com:

i	Opção tarifária i dos fornecimentos em BTN
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou h = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou h = sem diferenciação horária para a tarifa simples)

em que:

$Pc_{i_{BTN,t}}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPc^{TVCF}_{i_{BTN,t}}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh_{i_{BTN,t}}$	Energia ativa fornecida no período horário h na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh^{TVCF}_{i_{BTN,t}}$	Preço da energia ativa no período horário h, na opção tarifária i de BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN são determinadas pelo número de clientes em BTN, pelas potências contratadas e energias ativas por período tarifário relativas aos fornecimentos a clientes em BTN do comercializador de último recurso, discriminadas por opção tarifária, previstas para o ano t.

3 - Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN devem resultar da soma dos preços das tarifas por atividade, aplicáveis em cada opção tarifária, pelos comercializadores de último recurso: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização.

4 - Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN são estabelecidos anualmente, podendo ser revistos nos termos da legislação aplicável.

Artigo 189.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas

1 - A aplicação dos preços da tarifa aditiva de Portugal continental, definida no n.º 12 - do Artigo 25.º, às tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos comercializadores de último recurso nos termos do n.º 3 - do Artigo 188.º, deve ser efetuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calcula-se a seguinte variação tarifária para fornecimentos em BTN:

$$\delta_{BTN} = \frac{\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}}{\sum_i \sum_x Tx_{i\,t-1} \times Qx_{i\,t}} \qquad (238)$$

e

$$\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t} = \sum_i \sum_x Tx_{i\,t} \times Qx_{i\,t} \qquad (239)$$

com:

i	Opção tarifária i dos fornecimentos em BTN
x	Termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN

em que:

δ_{BTN}	Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos em BTN
$\tilde{R}^{TVCF}_{BTN,t}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano t
$Tx_{i\,t}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t
$Qx_{i\,t}$	Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t.

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação de tarifas aditivas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_i^a = \frac{Tx_{i\,t}^a}{Tx_{i\,t-1}} \qquad (240)$$

em que:

δx_i^a Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, associada à aplicação de tarifas aditivas

$Tx_{i\,t}^a$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano t.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i\,t} = \delta x_i \times Tx_{i\,t-1} \qquad (241)$$

com:

$$\delta x_i = Min[\,\delta x_i^a ; \theta x_i] \quad \text{se} \quad \delta x_i^a \geq \delta_{BTN} \qquad (242)$$

$$\delta x_i = \delta_{BTN} - kdx_i \times (\delta_{BTN} - \delta x_i^a) \quad \text{se} \quad \delta x_i^a < \delta_{BTN} \qquad (243)$$

onde os parâmetros kdx_i são determinados por forma a serem recuperados os proveitos associados às tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, estabelecidos no Artigo 188.º.

em que:

δx_i Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN

θx_i Fator que estabelece o limite máximo da variação de cada preço, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t

kdx_i Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação de tarifas aditivas.

5 - O mecanismo estabelecido no presente artigo é também aplicável no cálculo das tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso, com as necessárias adaptações.

Artigo 190.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo

1 - A existência de tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais com preços diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo, a incorporar nos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso no ano t e previstos no Artigo 125.º, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCF} = \left\{ \left[Rf_{t-2}^{TVCF} - \left(R_{CVEE,t-2}^{CR} + R_{UGS,t-2}^{CR} + R_{URT,t-2}^{CR} + R_{URD,t-2}^{CR} + R_{C,t-2}^{CR} \right) \right] \times \left(1 + + \frac{i_{t-2}^{E} + + \delta_{t-2}}{100} \right) \right\} \times \quad (244)$$

$$\times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{E} + \delta_{t-1}}{100} \right)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCF} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t

Rf_{t-2}^{TVCF} Proveitos faturados pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, no ano t-2

$R_{CVEE,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-2

$R_{UGS,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-2

$R_{URT,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-2

$R_{URD,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2

$R_{C,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano t-2

i^{E}_{t-2} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

i^{E}_{t-1} Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção VII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 191.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no número seguinte proporcione o montante de proveitos a recuperar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAA de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}^{TVCFA}_{t} = \tilde{R}^{A}_{AGS,t} + \tilde{R}^{A}_{D,t} + \tilde{R}^{A}_{C,t} + SRAA_{t} \quad (245)$$

em que:

$\tilde{R}^{TVCFA}_{t}$ Proveitos previstos obter pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t

$\tilde{R}^{A}_{AGS,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das seguintes tarifas, no ano t: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\tilde{R}^{A}_{D,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t

$\tilde{R}^{A}_{C,t}$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA da tarifa de Comercialização, no ano t

$SRAA_{t}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, a determinar observando o disposto no n.º 5 - do Artigo 192.º

e

$$\tilde{R}_t^{TVCFA} = \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i_{n,t}} \times TWh_{i_{n,t}}^{TVCFA} \right) + Pc_{i_{n,t}} \times TPc_{i_{n,t}}^{TVCFA} + Pp_{i_{n,t}} \times \right.$$

$$\left. \times TPp_{i_{n,t}}^{TVCFA} + NC_{i_{n,t}} \times TF_{n,t}^{TVCFA} + Wrc_{i_{n,t}} \times TWrc_{i_{n,t}}^{TVCFA} + Wri_{i_{n,t}} \times TWri_{i_{n,t}}^{TVCFA} \right] + \quad (246)$$

$$+ \sum_i \left(Pc_{i_{BTN,t}} \times TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFA} + \sum_{h'} Wh'_{i_{BTN,t}} \times TWh'_{i_{BTN,t}}^{TVCFA} \right)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT e BTE)
i	Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
h'	Período horário h' (h' = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias, ou h' = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias, ou h' = sem diferenciação horária para a tarifa simples)

em que:

$Wh_{i_{n,t}}$	Energia ativa fornecida no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWh_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia ativa no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Pc_{i_{n,t}}$	Potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TPc_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Pp_{i_{n,t}}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TPp_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$NC_{i_{n,t}}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, previsto para o ano t

$TF_{n,t}^{TVCFA}$	Preço do termo tarifário fixo no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Wrc_{i_{n,t}}$	Energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWrc_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Wri_{i_{n,t}}$	Energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWri_{i_{n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$Pc_{i_{BTN,t}}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{i_{BTN,t}}$	Energia ativa no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'^{TVCFA}_{i_{BTN,t}}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h', na opção tarifária i de BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias ativas e reativas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAA, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t.

3 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em MT, BTE e BTN deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT, BTE e BTN, respetivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) os preços de energia.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são estabelecidos anualmente.

Artigo 192.º

Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAA

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA nos termos do n.º 3 - do Artigo 191.º, deve ser efetuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para os preços da tarifa aditiva da RAA, definida no n.º 9 - do Artigo 38.º, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^{A}=\frac{\tilde{R}_{t}^{TVCFA}}{\sum_{n}\sum_{i}\sum_{x} Tx^{A}_{i_{n,t-1}}\times Qx^{A}_{i_{n,t}}} \qquad (247)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = agregado de todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento ou MT, BTE e BTN)
i	Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
x	Termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

em que:

δ^{A}	Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
$\tilde{R}_{t}^{TVCFA}$	Proveitos previstos obter pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, de acordo com o n.º 1 - do Artigo 191.º
$Tx^{A}_{i_{n,t-1}}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1
$Qx^{A}_{i_{n,t}}$	Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

b) Variação tarifária global na RAA associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{a^A} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x Tx^a_{i_{n,t}} \times Qx^A_{i_{n,t}}}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx^A_{i_{n,t-1}} \times Qx^A_{i_{n,t}}} \quad (248)$$

em que:

δ^{a^A} Variação tarifária global na RAA associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento

$Tx^A_{i_{n,t-1}}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$Tx^a_{i_{n,t}}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável na tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento, no ano t

$Qx^A_{i_{n,t}}$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

c) Variação por tipo de fornecimento associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta_n^{a^A} = \frac{\sum_i \sum_x Tx^a_{i_{n,t}} \times Qx^A_{i_{n,t}}}{\sum_i \sum_x Tx^A_{i_{n,t-1}} \times Qx^A_{i_{n,t}}} \times \frac{\delta^A}{\delta^{a^A}} \quad (249)$$

em que:

$\delta_n^{a^A}$ Variação tarifária do tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento.

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x^{a^A}_{i,n} = \frac{Tx^a_{i_{n,t}}}{Tx^A_{i_{n,t-1}}} \times \frac{\delta^A}{\delta^{a^A}} \quad (250)$$

em que:

$\delta x^{a^A}_{i,n}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento, escalados por forma a obter-se a variação tarifária global.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx^{A}_{i_{n,t}} = \delta x^{A}_{i,n} \times Tx^{A}_{i_{n,t-1}} \qquad (251)$$

com:

$$\delta x^{A}_{i,n} = Min\left[\delta x^{a^A}_{i,n} ; \theta x^{A}_{i,n}\right] \quad \text{se} \quad \delta x^{a^A}_{i,n} \geq \delta^{a^A}_{n} \qquad (252)$$

$$\delta x^{A}_{i,n} = \delta^{a^A}_{n} - kdx^{A}_{i} \times \left(\delta^{a^A}_{n} - \delta x^{a^A}_{i,n}\right) \quad \text{se} \quad \delta x^{a^A}_{i,n} < \delta^{a^A}_{n} \qquad (253)$$

onde os parâmetros kdx^{A}_{i} são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 191.º,

em que:

$Tx^{A}_{i_{n,t}}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$\delta x^{A}_{i,n}$	Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
$\theta x^{A}_{i,n}$	Fator que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
kdx^{A}_{i}	Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA.

5 - A determinação das tarifas a vigorar na RAA, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da uniformidade tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços equivalentes da tarifa aditiva em Portugal continental, do ano t, às quantidades previstas para esse ano na RAA.

Artigo 193.º

Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAA

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da uniformidade tarifária, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos proveitos a recuperar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário nacional a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia elétrica e gestão do sistema a recuperar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA no ano t são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFA} = -\left(R_{AGS,t-2}^{A} + R_{D,t-2}^{A} + R_{C,t-2}^{A}\right) - SRAA_{t-2} \qquad (254)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFA} Ajustamento resultante da convergência para tarifas nacionais na RAA, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t

R_{t-2}^{TVCFA} Proveitos obtidos pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes da RAA, no ano t-2

$R_{AGS,t-2}^{A}$ Proveitos obtidos pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t-2: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$R_{D,t-2}^{A}$ Proveitos obtidos pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2

$R_{C,t-2}^{A}$ Proveitos obtidos pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA da tarifa de Comercialização, no ano t-2

$SRAA_{t-2}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t-2.

Secção VIII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 194.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no número seguinte proporcione o montante de proveitos a recuperar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAM de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \tilde{R}_{AGS,t}^{M} + \tilde{R}_{D,t}^{M} + \tilde{R}_{C,t}^{M} + SRAM_t \quad (255)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCFM}$	Proveitos previstos obter pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t
$\tilde{R}_{AGS,t}^{M}$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das seguintes tarifas, no ano t: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte
$\tilde{R}_{D,t}^{M}$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
$\tilde{R}_{C,t}^{M}$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa de Comercialização em Portugal continental, no ano t
$SRAM_t$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, a determinar observando o disposto no n.º 5 - do Artigo 195.º

e

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i_{n,t}} \times TWh_{i_{n,t}}^{TVCFM} \right) + Pc_{i_{n,t}} \times TPc_{i_{n,t}}^{TVCFM} + + Pp_{i_{n,t}} \times \right.$$

$$\left. \times TPp_{i_{n,t}}^{TVCFM} + NC_{i_{n,t}} \times TF_{n,t}^{TVCFM} + Wrc_{i_{n,t}} \times TWrc_{i_{n,t}}^{TVCFM} + Wri_{i_{n,t}} \times TWri_{i_{n,t}}^{TVCFM} \right] + \quad (256)$$

$$+ \sum_i \left(Pc_{i_{BTN,t}} \times TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{i_{BTN,t}} \times TWh'_{i_{BTN,t}}^{TVCFM} \right)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT e BTE)
i	Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
h’	Período horário h’ (h’ = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou h’ = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou h’ = sem diferenciação horária para a tarifa simples)

em que:

$Wh_{i_{n,t}}$ Energia ativa fornecida no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TWh_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da energia ativa no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$Pc_{i_{n,t}}$ Potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TPc_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$Pp_{i_{n,t}}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TPp_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$NC_{i_{n,t}}$ Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, previsto para o ano t

$TF_{n,t}^{TVCFM}$ Preço do termo tarifário fixo no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$Wrc_{i_{n,t}}$ Energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TWrc_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$Wri_{i_{n,t}}$ Energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TWri_{i_{n,t}}^{TVCFM}$ Preço da energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$Pc_{i_{BTN,t}}$ Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t

$TPc_{i_{BTN,t}}^{TVCFM}$ Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t

$Wh'_{i_{BTN,t}}$ Energia ativa fornecida no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t

$TWh'^{TVCFM}_{i_{BTN,t}}$ Preço da energia ativa entregue no período horário h', na opção tarifária i de BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias ativas e reativas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAM, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t.

3 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em MT, BTE e BTN deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT, BTE e BTN, respetivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) os preços de energia.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são estabelecidos anualmente.

Artigo 195.º

Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAM

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM nos termos do n.º 3 - do Artigo 194.º, deve ser efetuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para os preços da tarifa aditiva da RAM, definida no n.º 9 - do Artigo 39.º, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^{M} = \frac{\tilde{R}_t^{TVCFM}}{\sum_n \sum_i \sum_x Tx^{M}_{i_{n,t-1}} \times Qx^{M}_{i_{n,t}}} h \qquad (257)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = agregado de todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento ou MT, BTE e BTN)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

x	Termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

em que:

δ^{M}	Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM
$\tilde{R}_{t}^{TVCFM}$	Proveitos previstos obter pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, de acordo com o n.º 1 - do Artigo 194.º
$Tx_{i_{n,t-1}}^{M}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1
$Qx_{i_{n,t}}^{M}$	Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

b) Variação tarifária global na RAM associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{a^{M}} = \frac{\sum_{n}\sum_{i}\sum_{x} Tx_{i_{n,t}}^{a} \times Qx_{i_{n,t}}^{M}}{\sum_{n}\sum_{i}\sum_{x} Tx_{i_{n,t-1}}^{M} \times Qx_{i_{n,t}}^{M}} \quad (258)$$

em que:

$\delta^{a^{M}}$	Variação tarifária global na RAM associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento
$Tx_{i_{n,t-1}}^{M}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1
$Tx_{i_{n,t}}^{a}$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável na tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento, no ano t
$Qx_{i_{n,t}}^{M}$	Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

c) Variação por tipo de fornecimento associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta_{n}^{a^{M}} = \frac{\sum_{i}\sum_{x} Tx_{i_{n,t}}^{a} \times Qx_{i_{n,t}}^{M}}{\sum_{i}\sum_{x} Tx_{i_{n,t-1}}^{M} \times Qx_{i_{n,t}}^{M}} \times \frac{\delta^{M}}{\delta^{a^{M}}} \quad (259)$$

em que:

$\delta_n^{a^M}$ Variação tarifária do tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento.

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_{i,n}^{a^M} = \frac{Tx_{i_{n,t}}^{a}}{Tx_{i_{n,t-1}}^{M}} \times \frac{\delta^M}{\delta^{a^M}} \qquad (260)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^{a^M}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM para o mesmo tipo de fornecimento escalados por forma a obter-se a variação tarifária global.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i_{n,t}}^{M} = \delta x_{i,n}^{M} \times Tx_{i_{n,t-1}}^{M} \qquad (261)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^{M} = Min\left[\delta x_{i,n}^{a^M} ; \theta x_{i,n}^{M}\right] \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{a^M} \geq \delta_n^{a^M} \qquad (262)$$

$$\delta x_{i,n}^{M} = \delta_n^{a^M} - kdx_i^M \times \left(\delta_n^{a^M} - \delta x_{i,n}^{a^M}\right) \text{ se} \quad \delta x_{i,n}^{a^M} < \delta_n^{a^M} \qquad (263)$$

onde os parâmetros kdx_i^M são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 194.º.

em que:

$Tx_{i_{n,t}}^{M}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$\delta x_{i,n}^{M}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

$\theta x_{i,n}^{M}$ Fator que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

kdx_i^M Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAM.

5 - A determinação das tarifas a vigorar na RAM, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da uniformidade tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços equivalentes da tarifa aditiva em Portugal continental, do ano t, às quantidades previstas para esse ano na RAM.

Artigo 196.º

Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAM

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da uniformidade tarifária, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos proveitos a recuperar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário nacional a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia elétrica e gestão do sistema a recuperar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFM} = R_{t-2}^{TVCFM} - \left(R_{AGS,t-2}^{M} + R_{D,t-2}^{M} + R_{C,t-2}^{M}\right) - SRAM_{t-2} \quad (264)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFM} Ajustamento resultante da convergência para tarifas nacionais na RAM, no ano t-2 a incorporar nos proveitos do ano t.

R_{t-2}^{TVCFM} Proveitos obtidos pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos fornecimentos a clientes da RAM, no ano t-2

$R_{AGS,t-2}^{M}$ Proveitos obtidos pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t-2: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$R^{M}_{D,t-2}$ Proveitos obtidos pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2

$R^{M}_{C,t-2}$ Proveitos obtidos pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa de Comercialização em Portugal continental, no ano t-2

$SRAM_{t-2}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t-2.

Secção IX

Metodologia de cálculo das tarifas de referência do agregador de último recurso

Artigo 197.º

Metodologia de cálculo das tarifas de referência do agregador de último recurso

1 - As tarifas de referência do agregador de último recurso proporcionam a remuneração da aquisição supletiva de eletricidade pelo agregador de último recurso aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na rede elétrica de serviço público, conforme a seguinte expressão:

$$Rm_{i,m} = W_{i,m} \times Pr_{MIBEL-PT,m} - Enc_{i,m} \quad (265)$$

$$Pr_{MIBEL-PT,m} = \frac{\sum_{MTU} W_{i,m,MTU} \times Pr_{MIBEL-PT,m,MTU}}{W_{i,m}} \quad (266)$$

em que:

$Rm_{i,m}$ remuneração da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i no mês m, em Euros

$W_{i,m}$ energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i no mês m, em kWh

$Pr_{MIBEL-PT,m}$ média aritmética simples dos preços de fecho do *Market Time Unit* (MTU) do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL, publicados pelo Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol, ajustada ao perfil de produção do produtor i, relativos ao mês m, em €/kWh

$Enc_{i,m}$ encargos suportados com a representação em mercado do produtor i, nomeadamente os desvios à programação e outros encargos, devido à participação na área portuguesa do MIBEL, e custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, relativos ao mês m, em Euros

$W_{i,m,MTU}$ energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i no periodo do MTU no mês m, em kWh

$Pr_{MIBEL-PT,m,MTU}$ preço de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL, publicados pelo Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol, ajustada ao perfil de produção do produtor i, relativos ao período do MTU no mês m, em €/kWh.

2 - A parcela da remuneração relativa aos encargos suportados com a representação em mercado e aos custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo é calculada pela seguinte expressão:

$$Enc_{i,m} = Enc_{i,m}^{fixo} + Enc_{i,m}^{variável} \quad (267)$$

em que:

$Enc_{i,m}^{fixo}$ componente fixa relativa aos custos de funcionamento, relativos ao mês m, em euros

$Enc_{i,m}^{variável}$ componente variável que cobre os desvios à programação e outros encargos, quando existentes, relativos ao mês m, em euros

3 - A componente fixa cobre, parcial ou totalmente, os custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, definidos no Artigo 131.º, sendo calculada pela seguinte expressão:

$$Enc_{i,m}^{fixo} = P_i \times TE^{fixo} \quad (268)$$

em que:

P_i Potência inscrita no contrato entre o agregador de último recurso e o produtor i, em kW

TE^{fixo} Preço da componente fixa que cobre os custos de funcionamento, em euros por kW.

4 - A componente variável que cobre os desvios à programação e outros encargos, quando existentes, é calculada pelo produto do arredondamento à sexta casa decimal do rácio da energia fornecida à RESP pelo produtor e a energia total adquirida pelo agregador de último recurso através da unidade de programação específica, com os encargos de desvio suportados pelo agregador de último recurso através dessa unidade de programação, conforme a seguinte expressão:

$$Enc_{i,m}^{variável} = arred\left(\frac{W_{i,m}}{W_{UP,m}};6\right) \times Enc_{UP,m}^{variável} \quad (269)$$

em que:

$W_{UP,m}$	energia total adquirida pelo agregador de último recurso através da unidade programação específica no mês m, em kWh
$Enc_{UP,m}^{variável}$	encargos de desvio e outros encargos, quando existentes, suportados pelo agregador de último recurso através da unidade programação específica no mês m, com base na informação de liquidação pelo Gestor Global do SEN, em euros.

5 - Os encargos dos desvios à programação e outros encargos, quando existentes, suportados pelo agregador de último recurso, através da unidade programação específica, poderão reverter em favor do produtor i, no caso de o saldo económico decorrente do processo de liquidação no mês m resultar de desvios por excesso, mantendo-se a mesma regra de proporcionalidade indicada no número anterior.

6 - A faturação mensal das componentes referidas nos números 3 - e 4 - tem arredondamento ao cêntimo de euro superior.

Capítulo VI

Procedimentos

Secção I

Disposições Gerais

Artigo 198.º

Frequência de fixação das tarifas

1 - As tarifas estabelecidas nos termos do presente Regulamento são fixadas uma vez por ano, salvo o disposto no n.º 3 -.

2 - Os procedimentos associados à fixação e atualização das tarifas são definidos na Secção XI.

3 - A título excecional, por decisão da ERSE, pode ocorrer uma revisão antecipada.

4 - Os procedimentos associados a uma fixação excecional são definidos na Secção XII.

Artigo 199.º

Período de regulação

1 - O período de regulação em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de quatro anos.

2 - Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das atividades reguladas previstas no presente regulamento.

3 - Para além dos parâmetros definidos no número anterior, são fixados os valores de outros parâmetros referidos no presente Regulamento, designadamente os relacionados com a estrutura das tarifas.

4 - Os procedimentos associados à fixação normal dos parâmetros, prevista nos n.os 2 - e 3 -, são definidos na Secção XIII.

5 - A título excecional, podem ser revistos os parâmetros de um dado período no decorrer do referido período.

6 - Os procedimentos associados à revisão excecional prevista no número anterior são definidos na Secção XIV.

Secção II

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

Artigo 200.º

Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

1 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos, investimentos e capitais próprios associados às atividades do operador da rede de transporte em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as contas reguladas verificados no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório de auditoria elaborado por uma empresa de auditoria independente comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas.

4 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

5 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as contas reguladas estimadas para o ano em curso (t-1) e previstas para o ano seguinte (t).

6 - A informação sobre investimentos a enviar no âmbito dos números anteriores, para além dos valores em euros, deve ser acompanhada por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

7 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica, relativo ao ano anterior (t-2).

8 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica, relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

9 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, com vista à fixação anual de tarifas, informação de quantidades e respetiva faturação, suficientemente discriminada, designadamente, por nível de tensão em energia ativa por período tarifário, potência contratada, potência em horas de ponta, energia reativa indutiva e capacitiva, verificada no ano anterior (t-2).

10 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, com vista à fixação anual de tarifas, informação de quantidades e respetiva faturação por nível de tensão, suficientemente discriminada, designadamente em energia ativa por período tarifário, potência contratada, potência em horas de ponta e energia reativa indutiva e capacitiva, relativa ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

11 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o valor de potência tomada por cada projeto de investigação científica e desenvolvimento inserido nas Zonas Livres Tecnológicas, relativo ao ano anterior (t-2).

12 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, o valor de potência tomada para cada projeto de investigação científica e desenvolvimento inseridos nas Zonas Livres Tecnológicas relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

13 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 31 de julho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, para os dois anos reais anteriores (t-2 e t-3) o seguinte detalhe relativo aos serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico:

a) natureza das operações e respetivo valor,

b) empresa contraparte e o devido suporte contratual,

c) regras da definição dos custos a imputar a cada empresa e respetivos critérios de alocação,

d) justificação e fundamentação do processo de *pricing* das operações,

e) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,

f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa.

14 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

a) até 15 de maio de cada ano, informação sobre os custos com mecanismos de capacidade ou equiparados, verificados no ano t-2,

b) até 15 de junho de cada ano, a informação sobre os custos com mecanismos de capacidade ou equiparados estimados para o ano t-1 e previstos para o ano t.

15 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

a) até 15 de maio de cada ano, informação sobre os indutores necessários à aplicação da metodologia regulatória em vigor, no ano t-2,

b) até 15 de junho de cada ano, informação sobre os indutores necessários à aplicação da metodologia regulatória em vigor, estimada para o ano t-1 e prevista para o ano t.

16 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de maio do segundo ano do período de regulação em que se inicia a repercussão do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas previsto no Artigo 117.º, um relatório com informação detalhada sobre os investimentos realizados no período de regulação anterior e a sua comparação com os previstos realizar no ano que antecedeu o início desse período de regulação.

17 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a informação necessária para determinação de cada componente do incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema, relativamente ao ano t-2.

18 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a informação necessária para determinação de cada componente do incentivo à melhoria do desempenho da RNT, relativamente ao ano t-2.

19 -A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela entidade concessionária da RNT.

Artigo 201.º

Informação a fornecer à ERSE no âmbito da exploração da Zona Piloto para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas

1 - A concessionária da Zona Piloto para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas, identificada no Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, deve apresentar à ERSE as contas reguladas de acordo com o presente Regulamento, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos, investimentos e capitais próprios associados à exploração da Zona Piloto.

2 - A concessionária da Zona Piloto deve entregar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente regulamento e nas normas e metodologias complementares a publicar pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas.

4 - A concessionária da Zona Piloto deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária da Zona Piloto, até 15 de junho de cada ano, devem conter a estimativa da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos para o ano em curso (t-1).

6 - Para cumprimento do estabelecido na cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, a concessionária da Zona Piloto deve apresentar à ERSE a informação, relativa ao ano t-2, que permita identificar, de forma clara, as receitas previstas na cláusula 18.ª do Contrato de Concessão, os custos previstos no n.º 3 da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, bem como os custos de financiamento da Concessionária.

7 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela concessionária da Zona Piloto.

Artigo 202.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Global do Sistema

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano a repartição de custos associados à gestão do sistema.

2 - Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados por forma a evidenciar, pelo menos, as seguintes rubricas:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Amortizações relativas aos terrenos afetos ao domínio público hídrico.

c) Amortizações relativas aos terrenos afetos às zonas de proteção hídricas.

d) Custos associados à utilização da rede de telecomunicações imputados à atividade de Gestão Global do Sistema.

e) Sobrecusto com a convergência tarifária por Região Autónoma.

f) Informação dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual a enviar, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente.

g) Outros custos do exercício associados à atividade de Gestão Global do Sistema, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

h) Custos relativos ao "Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia" aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção XI do Capítulo IV.

3 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

b) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

c) Proveitos de gestão do sistema que não resultem da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

4 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental.

Artigo 203.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Transporte de Energia Elétrica

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Transporte de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos associados ao planeamento e operação e manutenção da rede de transporte.

b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Transporte de Energia Elétrica.

c) Informação pormenorizada dos investimentos em exploração aceites com base em custos de referência, nomeadamente, o custo real, os anos de vida útil, as variáveis físicas associadas a esses equipamentos, o ano de entrada em exploração.

d) Outros custos do exercício associados à atividade de Transporte de Energia Elétrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Transporte de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

b) Proveito proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha.

c) Proveito decorrente dos preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento estabelecidos no Artigo 109.º.

d) Proveitos decorrentes da atividade de Transporte de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve enviar anualmente o valor da compensação entre operadores das redes de transporte.

4 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental.

Secção III

Informação periódica a fornecer à ERSE pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador

Artigo 204.º

Informação a fornecer à ERSE pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador

1 - A entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos, investimentos e capitais próprios associados à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador deve apresentar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as contas reguladas verificados no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório de auditoria elaborado por uma empresa de auditoria independente comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - O Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador, deve enviar à ERSE até 15 de maio de cada ano, a caracterização mensal das mudanças ocorridas no ano anterior

(t- 2), separadamente para as mudanças de comercializador e de agregador, devendo a informação referida ser discriminada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

5 - A entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

6 - A entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as contas reguladas estimadas para o ano em curso (t-1) e previstas para o ano seguinte (t).

7 - Os valores da demonstração de resultados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor os preços estabelecidos para o ano em curso (t-1).

8 - A informação sobre investimentos a enviar no âmbito dos números anteriores, para além dos valores em euros, deve ser acompanhada por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

9 - O Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador deve enviar à ERSE até 15 de junho de cada ano, estimativa mensal das mudanças para o ano em curso (t-1) e previsão para o ano seguinte (t), separadamente para as mudanças de comercializador e de agregador, devendo a informação referida ser discriminada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

10 -A entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador deve enviar à ERSE, até 31 de julho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, para os dois anos reais anteriores (t-2 e t-3) o seguinte detalhe relativo aos serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico:

a) natureza das operações e respetivo valor,

b) empresa contraparte e o devido suporte contratual,

c) regras da definição dos custos a imputar a cada empresa e respetivos critérios de alocação,

d) justificação e fundamentação do processo de *pricing* das operações,

e) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,

f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa.

11 -A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador.

Artigo 205.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador

1 - O operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador, deve apresentar para cada ano a repartição de custos associados à sua atividade.

2 - Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados por forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Custos de exploração para o setor elétrico desagregados pelas várias naturezas.

b) Amortizações para o setor elétrico relativas ao imobilizado aceite para regulação.

c) Outros custos do exercício para o setor elétrico associados à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

d) Critérios de alocação de custos e de proveitos entre os setores elétrico e de gás natural.

3 - O Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação do preço regulado, estabelecido pela ERSE, correspondente ao serviço de intermediação prestado pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador, a pagar pelo comercializador ou participante no mercado com funções de agregação cessionários.

b) Proveitos decorrentes das transferências da entidade concessionária da RNT, relativas à parcela dos proveitos do Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema.

4 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da

informação referida nos números anteriores a enviar pela entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador.

Secção IV

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo

Artigo 206.º

Informação a fornecer à ERSE pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo

1 - A entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazodeve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos, investimentos e capitais próprios associados à atividade de gestão integrada de garantias no SEN, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo deve apresentar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as contas reguladas verificados no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório de auditoria elaborado por uma empresa de auditoria independente comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - A entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

5 - A entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as contas reguladas estimadas para o ano em curso (t-1) e previstas para o ano seguinte (t).

6 - A informação sobre investimentos a enviar no âmbito dos números anteriores, para além dos valores em euros, deve ser acompanhada por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

7 - A entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo deve enviar à ERSE, até 31 de julho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, para os dois anos reais anteriores (t-2 e t-3) o seguinte detalhe relativo aos serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico:

a) natureza das operações e respetivo valor,

b) empresa contraparte e o devido suporte contratual,

c) regras da definição dos custos a imputar a cada empresa e respetivos critérios de alocação,

d) justificação e fundamentação do processo de *pricing* das operações,

e) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,

f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa.

8 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo .

Artigo 207.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Integrada de Garantias no âmbito do SEN

1 - A entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo deve apresentar para cada ano a repartição de custos associados à atividade Gestão Integrada de Garantias no SEN.

2 - Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados por forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Custos de exploração afectos ao setor elétrico desagregados pelas várias naturezas.

b) Amortizações afectas ao setor elétrico relativas ao imobilizado aceite para regulação.

c) Outros custos do exercício afectos ao setor elétrico associados à atividade de Gestão Integrada de Garantias, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

d) Critérios de alocação de custos e de proveitos entre os setores elétrico e de gás natural.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelaentidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo.

Secção V

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

Artigo 208.º

Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

1 - A entidade concessionária da RND deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos, ativos, passivos, investimentos e capitais próprios associados às atividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço agregado e demonstração de resultados e os investimentos por atividade, acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria independente comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas.

4 - A entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o valor dos indutores de custos definidos para determinação dos proveitos permitidos da atividade

de Distribuição de Energia Elétrica, definidos para o período de regulação, verificados no ano anterior (t-2).

5 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as contas reguladas estimadas para o ano em curso (t-1) e previstas para o ano seguinte (t).

6 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

7 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica e o número de clientes relativos ao ano anterior (t-2).

8 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica e o número de clientes relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

9 - A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, informação de quantidades e faturação por nível de tensão, suficientemente discriminada, designadamente, em energia ativa por período tarifário e energia reativa indutiva e capacitiva, opção tarifária, potência contratada, potência em horas de ponta e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2).

10 -A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a seguinte informação suficientemente discriminada por operador da rede de distribuição exclusivamente em BT, em energia ativa e reativa, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (t-2):

a) Entregas de energia elétrica aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, que optaram pela modalidade de faturação estabelecida no n.º 1 - do Artigo 29.º.

b) Entregas de energia elétrica aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, que optaram pela modalidade de faturação estabelecida no n.º 4 - do Artigo 29.º.

11 -A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 15 de maio de cada ano, um relatório de execução da implementação do Plano de Reestruturação de Efetivos, incluindo um mapa detalhado dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma atualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação, atividade e nível

de tensão, devendo o relatório de execução permitir uma análise temporal desde a data de início dos seus efeitos, entre benefícios líquidos para o distribuidor e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica do Plano de Reestruturação de Efetivos.

12 -Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos no Artigo 176.º, no Artigo 181.º, no Artigo 182.º, no Artigo 184.º e no Artigo 185.º, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 15 de maio de cada ano, a seguinte informação:

a) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTN com contagem simples, bi-horária, tri-horária BTN ≤ e tri-horária BTN >.

b) Relatório que deve incluir, designadamente caracterização e atualização das amostras por tipo de ciclo de contagem.

13 -A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o valor de potência tomada por cada projeto de investigação científica e desenvolvimento inserido nas Zonas Livres Tecnológicas, relativo ao ano anterior (t-2).

14 -A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, o valor de potência tomada para cada projeto de investigação científica e desenvolvimento inseridos nas Zonas Livres Tecnológicas relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

15 -A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 31 de julho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, para os dois anos reais anteriores (t-2 e t-3) o seguinte detalhe relativo aos serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico:

a) natureza das operações e respetivo valor,

b) empresa contraparte e o devido suporte contratual,

c) regras da definição dos custos a imputar a cada empresa e respetivos critérios de alocação,

d) justificação e fundamentação do processo de *pricing* das operações,

e) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,

f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa.

16 -A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a informação necessária para determinação das perdas no âmbito dos balanços de energia, incluindo a referente ao resultado das ações de mitigação da apropriação indevido de energia.

17 -A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de maio do segundo ano do período de regulação em que se inicia a repercussão do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas previsto no Artigo 123.º, um relatório com informação detalhada sobre os investimentos realizados no período de regulação anterior e a sua comparação com os previstos realizar no ano que antecedeu o início desse período de regulação.

18 -A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a informação necessária para determinação de cada componente do incentivo à melhoria do desempenho das redes de distribuição, relativamente ao ano t-2.

19 -A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela entidade concessionária da RND.

Artigo 209.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos relacionados com a gestão global do sistema imputáveis às entregas a clientes, nomeadamente as aquisições à entidade concessionária da RNT e os custos relacionados com a aplicação da tarifa social.

b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte imputáveis às entregas a cliente.

2 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema, por nível de tensão.

b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela entidade concessionária da RND.

Artigo 210.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos de operação e manutenção, por nível de tensão.

b) Encargos legais:

   i) Rendas e outros encargos relacionados com o regime de concessão, nomeadamente, taxas de exploração.

   ii) Outros encargos legais.

c) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

d) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

e) Outros custos do exercício, repartidos por nível de tensão, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

f) Montante de compensações ao abrigo do RQS, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.

2 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição nas entregas a clientes, individualizando as entregas a comercializadores de último recurso.

b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, nomeadamente, leituras extraordinárias e interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica por facto imputável ao cliente.

c) Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica que não resultam da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, nem da prestação de serviços regulados, nem dos preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento.

3 - A entidade concessionária da RND deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) A informação necessária para determinação e valorização das perdas, de acordo com o previsto na Secção IX do Capítulo IV.

b) A informação necessária para determinação do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, de acordo com o previsto na Secção IX do Capítulo IV.

4 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela entidade concessionária da RND.

Secção VI

Informação periódica a fornecer à ERSE pelos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

Artigo 211.º

Informação a fornecer à ERSE pelos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT

1 - Os operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT devem apresentar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, informação financeira auditada, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os gastos, rendimentos, ativos, passivos, investimentos e capitais próprios associados às atividades de distribuição e de comercialização exclusivamente em BT.

2 - Os operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT devem enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).

3 - Os operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT devem enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

4 - Os operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, com vista à fixação anual das tarifas, devem enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, informação de quantidades e faturação, suficientemente discriminada em energia ativa e reativa, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2):

a) Quantidades de energia elétrica entregues por produtores, incluindo excedentes de autoconsumo.

b) Entregas de energia elétrica a pontos de entrega em regime de mercado.

c) Entregas de energia elétrica a clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT.

5 - A ERSE pode aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

Secção VII

Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

Artigo 212.º

Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

1 - O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos, investimentos e ativo fixo associados às várias atividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria independente comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas regulada.

4 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o valor dos indutores de custos definidos para determinação dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização, definidos para o período de regulação, verificados no ano anterior (t-2).

5 - O comercializador de último recurso deve repartir as demonstrações de resultados e os investimentos por atividade e nível de tensão.

6 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as contas reguladas estimadas para o ano em curso (t-1) e previstas para o ano seguinte (t).

7 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

8 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica e o número de clientes, relativos ao ano anterior (t-2).

9 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica e o número de clientes, relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

10 -O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a informação de quantidades e faturação, relativa aos fornecimentos de energia elétrica a clientes, suficientemente discriminada, designadamente, em energia ativa por período tarifário, energia reativa indutiva e capacitiva, opção tarifária, potência contratada, potência em horas de ponta e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2).

11 -No caso do fornecimento supletivo aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT previsto no RRC, o comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia elétrica em MT aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, suficientemente discriminada por comercializador de último recurso, em energia ativa e reativa, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2).

12 -O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as quantidades, custos e preços unitários de energia elétrica adquirida.

13 -O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as quantidades, custos e preços unitários de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

14 -O comercializador de último recurso, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos preços marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de junho de cada ano, os valores relativos aos preços marginais de aquisição de energia elétrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

15 -O Comercializador de Último Recurso deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, um documento com previsões dos custos de aprovisionamento e das respetivas quantidades de energia, justificando as estratégias de aprovisionamento nos vários mercados ao seu dispor e, os instrumentos de cobertura de risco que prevê adotar, por forma a, por um lado, minimizar os custos de aprovisionamento e, por outro lado, minimizar os ajustamentos de energia a recuperar em anos futuros.

16 -O Comercializador de Último Recurso deve enviar à ERSE, até 31 de julho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, para os dois anos reais anteriores (t-2 e t-3) o seguinte detalhe relativo aos serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico:

a) natureza das operações e respetivo valor,

b) empresa contraparte e o devido suporte contratual,

c) regras da definição dos custos a imputar a cada empresa e respetivos critérios de alocação,

d) justificação e fundamentação do processo de *pricing* das operações,

e) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,

f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa.

17 -A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo comercializador de último recurso.

Artigo 213.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

a) Custos com a aquisição de energia elétrica através de contratos bilaterais, com indicação das condições (data, preço e quantidades) de realização.

b) Custos de aquisição de energia elétrica nos mercados organizados, diferenciados por tipo de mercado.

c) Custos de aquisição de energia elétrica em leilões, com indicação das condições (data, preço e quantidades) de realização.

d) Custos de funcionamento relacionados com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.

e) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes.

f) Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Energia aos clientes finais de acordo com as diferentes opções tarifária.

b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de acordo com as diferentes opções tarifárias.

c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes do comercializador de último recurso e que não resultem nem da aplicação das tarifas de Energia, nem da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo comercializador de último recurso.

Artigo 214.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos relacionados com a gestão global do sistema no âmbito da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte no âmbito da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

c) Custos relacionados com o uso da rede de distribuição da entidade concessionária da RND no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, por nível de tensão.

b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

c) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo comercializador de último recurso.

Artigo 215.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Comercialização

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos da estrutura comercial, por nível de tensão, afetos a esta atividade, desagregados por natureza que permita identificar os vários tipos de custos.

b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Comercialização.

c) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

e) Montantes relativos aos créditos a devolver aos consumidores previstos no Artigo 129.º, desagregados por nível de tensão e pelos anos a que dizem respeito os créditos.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Comercialização, por nível de tensão e opção tarifária.

b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, designadamente o pagamento da quantia mínima nos casos de mora.

c) Proveitos no âmbito da atividade de Comercialização e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização, da prestação de serviços regulados.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo comercializador de último recurso.

Secção VIII

Informação periódica a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso

Artigo 216.º

Informação a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso

1 - O agregador de último recurso deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos, investimentos e ativo fixo associados às várias atividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - O agregador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria independente comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - O agregador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a informação sobre o montante dos créditos a devolver aos agentes aos quais presta serviços de agregação de último recurso, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE, desagregada por anos a que dizem respeito os créditos, acompanhados de um relatório, elaborado por uma empresa de auditoria.

5 - O agregador de último recurso deve repartir as demonstrações de resultados e os investimentos por atividade.

6 - O agregador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as contas reguladas estimadas para o ano em curso (t-1) e previstas para o ano seguinte (t).

7 - O agregador de último recurso deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

8 - O agregador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2), com desagregação por atividades e, dentro destas, com desagregação das aquisições de energia elétrica por agrupamentos de produtores ou tecnologias e desagregação das vendas de energia elétrica em mercados organizados, em contratos bilaterais ou através de outras formas de contratação.

9 - O agregador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as previsões dos balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t), com as desagregações referidas no número anterior.

10 -O agregador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a informação relativa às quantidades e faturação dos custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, no ano anterior (t-2).

11 -O agregador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, a seguinte informação verificada no ano anterior (t-2):

a) Quantidades, custos e preços unitários da energia elétrica adquirida no âmbito das suas atividades.

b) Quantidades, receitas e preços unitários da energia elétrica vendida no âmbito das suas atividades.

c) Caracterização física dos produtores renováveis em mercado a que adquiriu energia, nomeadamente a potência de ligação.

12 -O agregador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, a seguinte informação, relativa ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t):

a) Quantidades e custos da energia elétrica prevista adquirir no âmbito das suas atividades.

b) Quantidades e receitas da energia elétrica prevista vender no âmbito das suas atividades.

13 -O agregador de último recurso deve enviar à ERSE, até 31 de julho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, para os dois anos reais anteriores (t-2 e t-3) o seguinte detalhe relativo aos serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico:

a) natureza das operações e respetivo valor,

b) empresa contraparte e o devido suporte contratual,

c) regras da definição dos custos a imputar a cada empresa e respetivos critérios de alocação,

d) justificação e fundamentação do processo de *pricing* das operações,

e) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,

f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa

14 -A ERSE pode aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo agregador de último recurso.

Artigo 217.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida

1 - O agregador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, por tecnologia e regime tarifário aplicável.

b) Custos com a energia de desvio relacionados com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida.

c) Custos de funcionamento relacionados com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.

d) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida.

e) Outros custos.

2 - O agregador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida, deve apresentar para cada ano a repartição de proveitos decorrentes da venda de energia elétrica diferenciada pelos diferentes tipos de contratação.

3 - A ERSE pode aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo agregador de último recurso.

Artigo 218.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo

1 - O agregador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, por tecnologia.

b) Custos com a energia de desvio relacionados com a aquisição de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.

c) Custos de funcionamento relacionados com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.

d) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.

e) Outros custos.

2 - O agregador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, deve apresentar

para cada ano a repartição de proveitos decorrentes da venda de energia elétrica diferenciada pelos diferentes tipos de contratação.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pelo agregador de último recurso.

Secção IX

Informação periódica a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA

Artigo 219.º

Informação a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA

1 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos, investimentos e capitais próprios associados às várias atividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria independente comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas.

4 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

5 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as contas reguladas estimadas para o ano em curso (t-1) e previstas para o ano seguinte (t).

6 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica e o número de clientes relativo ao ano anterior (t-2).

7 - A empresa responsável pela distribuição na RAA deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica e o número de clientes relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

8 - A empresa responsável pela distribuição na RAA deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, com vista à fixação anual de tarifas, informação de quantidades e respetiva faturação por nível de tensão, suficientemente discriminada, designadamente, em energia ativa por período tarifário, energia reativa indutiva e capacitiva, opção tarifária, potência tomada, potência contratada, potência faturada, potência em horas de ponta e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (t-2).

9 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA deve enviar à ERSE até 15 de maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais da empresa responsável pela distribuição na RAA e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).

10 -A empresa responsável pela rede elétrica na RAA deve enviar à ERSE, até 31 de julho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, para os dois anos reais anteriores (t-2 e t-3) o seguinte detalhe relativo aos serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico:

a) natureza das operações e respetivo valor,

b) empresa contraparte e o devido suporte contratual,

c) regras da definição dos custos a imputar a cada empresa e respetivos critérios de alocação,

d) justificação e fundamentação do processo de *pricing* das operações,

e) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,

f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa.

11 -A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

Artigo 220.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA

1 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica a produtores vinculados ao sistema público da RAA, por central.

b) Custo unitário mensal dos diferentes combustíveis que misturados, ou não, são consumidos.

c) Custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis até à ilha da primeira descarga, custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis desde a ilha da primeira descarga até à ilha de consumo, custo unitário mensal com a descarga dos combustíveis, custo unitário mensal com o armazenamento dos combustíveis e custos de comercialização mensais incorridos com os combustíveis adquiridos.

d) Custos mensais de aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados ao sistema público da RAA.

e) Outros custos associados à atividade de aquisição de energia elétrica.

f) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

g) Custos associados à aplicação da tarifa social.

2 - Os custos referidos nas alíneas e) e f) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Outros custos do exercício afetos a cada atividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos, nomeadamente os custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos.

3 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.

d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.

4 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

Artigo 221.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA

1 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação, incluindo as amortizações do equipamento de medida.

b) Outros custos do exercício afetos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da empresa responsável pela rede elétrica na RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA.

c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

d) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência da atividade de distribuição.

e) Montante de compensações ao abrigo do RQS, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

Artigo 222.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA

1 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados por natureza que permita identificar os vários tipos de custos.

b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica.

c) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

e) Montantes relativos aos créditos a devolver aos consumidores previstos no n.º 4 - do Artigo 136.º, desagregados por nível de tensão e pelos anos a que dizem respeito os créditos.

2 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAA, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da da empresa responsável pela rede elétrica na RAA, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão j.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA.

c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

Secção X

Informação periódica a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM

Artigo 223.º

Informação a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM

1 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos, investimentos e capitais próprios associados às várias atividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria independente comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas regulada.

4 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

5 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, as contas reguladas estimadas para o ano em curso (t-1) e previstas para o ano seguinte (t).

6 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica e o número de clientes relativos ao ano anterior (t-2).

7 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica e o número de clientes relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

8 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano, com vista à fixação anual de tarifas, informação de quantidades e respetiva faturação por nível de tensão, suficientemente discriminada, designadamente, em energia ativa por período tarifário, energia reativa indutiva e capacitiva, potência tomada, potência contratada, potência faturada, potência em horas de ponta, e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (t-2).

9 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE até 31 de julho de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO_2 atribuídas às centrais da empresa responsável pela distribuição na RAM e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).

10 -A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE, até 31 de julho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, para os dois anos reais anteriores (t-2 e t-3) o seguinte detalhe relativo aos serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico:

a) natureza das operações e respetivo valor,

b) empresa contraparte e o devido suporte contratual,

c) regras da definição dos custos a imputar a cada empresa e respetivos critérios de alocação,

d) justificação e fundamentação do processo de *pricing* das operações,

e) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,

f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa.

11 -A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

Artigo 224.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM

1 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica a produtores em regime de serviço público da RAM, por central.

b) Custo unitário mensal de aquisição dos combustíveis, custo unitário com descarga dos combustíveis, custo unitário mensal de armazenamento dos combustíveis, custo unitário mensal do transporte dos combustíveis e custos mensais de comercialização incorridos com os combustíveis adquiridos.

c) Custos mensais de aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial discriminados por tipo de centrais mencionando as quantidades adquiridas e respetivo preço de aquisição.

d) Outros custos associados à atividade de aquisição de energia.

e) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

f) Custos associados à aplicação da tarifa social.

2 - Os custos referidos nas alíneas d) e e) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

b) Outros custos do exercício afetos a cada atividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos, nomeadamente os custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos.

3 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de proveitos:

a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAM Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.

c) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.

4 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

Artigo 225.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM

1 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação, incluindo as amortizações do equipamento de medida.

b) Outros custos do exercício afetos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da empresa responsável pela rede elétrica na RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.

c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

d) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência da atividade de distribuição.

e) Montante de compensações ao abrigo do RQS, nos termos e condições pré-definidos por instrução ou regulamento da ERSE.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

Artigo 226.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM

1 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:

a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados por natureza que permita identificar os vários tipos de custos.

b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica.

c) Variação das provisões para cobrança duvidosa.

d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

e) Montantes relativos aos créditos a devolver aos consumidores previstos no n.º 4 - do Artigo 143.º, desagregados por nível de tensão e pelos anos a que dizem respeito os créditos.

2 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

a) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão.

b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM.

c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

3 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

Secção XI

Fixação das Tarifas

Artigo 227.º

Ativos fixos a remunerar

A ERSE, com vista à definição dos ativos fixos a remunerar, nos termos do estabelecido no Capítulo IV procede a uma análise da informação recebida, designadamente a relativa aos investimentos verificados no ano anterior (t-2), aos investimentos estimados para o ano em curso (t-1) e aos investimentos previstos para o ano seguinte (t).

Artigo 228.º

Custos e proveitos

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos aceites para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, da entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, do agregador de último recurso, da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, à luz dos princípios tarifários e legais aplicáveis e, ainda, nos termos da Secção II à Secção X do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 229.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das atividades da entidade concessionária da RNT, do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, daentidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, agregador de último recurso, da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, até 15 de outubro de cada ano.

2 - A ERSE elabora proposta de tarifas reguladas para o ano seguinte, até 15 de outubro de cada ano.

3 - A ERSE envia a proposta à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

4 - A ERSE envia a proposta ao Conselho Tarifário, para efeitos de emissão de parecer.

5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, àentidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso e ao agregador de último recurso, bem como à empresa responsável pela rede elétrica na RAA e à empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária até 15 de novembro.

7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação do tarifário para o ano seguinte.

8 - A ERSE envia o tarifário aprovado nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista à sua publicação até 15 de dezembro, no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 - A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhado de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer, através da sua página na internet.

10 -A ERSE procede também à divulgação a todos os interessados das tarifas e preços através de brochuras.

11 -A ERSE aprova a atualização da tarifa de energia, determinada nos termos do Artigo 178.º, com a antecedência mínima de 15 dias face à sua produção de efeitos, procedendo à sua publicação na II série do Diário da República.

Secção XII

Fixação excecional das tarifas

Artigo 230.º

Início do processo

1 - A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração das tarifas, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pelo agregador de último recurso, pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA, pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM ou por associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho, na redação vigente.

2 - O processo de alteração das tarifas fora do período normal estabelecido na Secção XI do presente capítulo pode ocorrer se, nomeadamente, no decorrer de um determinado ano o montante previsto de proveitos resultantes da aplicação de uma ou mais tarifas reguladas nesse ano se afastar significativamente do montante que serviu de base ao estabelecimento das referidas tarifas, pondo em risco o equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

3 - As novas tarifas são estabelecidas para o período que decorre até ao fim do ano em curso.

4 - A ERSE dá conhecimento da decisão de iniciar uma revisão excecional das tarifas à Autoridade da Concorrência, aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, àentidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, ao

agregador de último recurso, à empresa responsável pela rede elétrica na RAA, da empresa responsável pela rede elétrica na RAM e às associações de consumidores.

Artigo 231.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE solicita à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, ao agregador de último recurso, à empresa responsável pela rede elétrica na RAA e à empresa responsável pela rede elétrica na RAM a informação que considera necessária ao estabelecimento das novas tarifas.

2 - A ERSE, com base na informação referida no número anterior, elabora proposta de novas tarifas.

3 - A ERSE envia à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a proposta de novas tarifas referida no número anterior.

4 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário a proposta de novas tarifas referida no n.º 2 -, para emissão de parecer.

5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, àentidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso e ao agregador de último recurso, bem como à empresa responsável pela rede elétrica na RAA e à empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária no prazo máximo de 20 dias contínuos após receção da proposta.

7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação final das novas tarifas.

8 - A ERSE envia as tarifas aprovadas nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista a publicação no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 - A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhada de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer.

Secção XIII

Fixação dos parâmetros no período de regulação

Artigo 232.º

Balanço de energia elétrica

1 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, o agregador de último recurso, a empresa responsável pela rede elétrica na RAA e a empresa responsável pela rede elétrica na RAM devem enviar à ERSE, até 15 de junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, os balanços de energia elétrica referentes ao ano em curso (t-1) e a cada um dos anos do período de regulação.

2 - Os balanços de energia elétrica apresentados por cada entidade devem referir-se apenas às atividades desenvolvidas pela respetiva entidade e devem conter toda a informação necessária para a aplicação do presente Regulamento.

3 - Os balanços previsionais de energia elétrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.

4 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores.

Artigo 233.º

Custos incrementais e custos marginais

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15

de junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, os valores relativos aos custos incrementais de transporte de energia elétrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referir-se até ao final do período de regulação e ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

2 - A entidade concessionária da RND tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos incrementais definidos pela ERSE, deve enviar à ERSE até 15 de junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, os valores relativos aos custos incrementais de distribuição de energia elétrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referir-se desde o início até ao final do período de regulação e ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

3 - O comercializador de último recurso, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos preços marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, os valores relativos aos preços marginais de aquisição de energia elétrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referir-se desde o início até ao final do período de regulação e ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

4 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores.

Artigo 234.º
Informação económico-financeira

1 - A entidade concessionária da RNT, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, aentidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, o agregador de último recurso, a empresa responsável pela rede elétrica na RAA e a empresa responsável pela rede elétrica na RAM devem enviar à ERSE, até 15 de maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, bem como a informação detalhada relativa aos serviços prestados por empresas do mesmo grupo económico acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas

para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

2 - A entidade concessionária da RNT, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, aentidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, o agregador de último recurso, a empresa responsável pela rede elétrica na RAA e a empresa responsável pela rede elétrica na RAM enviam à ERSE, até 15 de junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:

a) Estimativa, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por atividade, para o ano em curso (t-1).

b) Valores previsionais da demonstração de resultados e dos investimentos, por atividade, para cada um dos anos do período de regulação.

c) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência de cada atividade, para cada um dos anos do período de regulação.

3 - Os valores da demonstração de resultados estimados para o ano em curso (t-1) e previstos para cada um dos anos do período de regulação são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

4 - Os investimentos referidos nos n.os 1 - e 2 -, para além dos valores em euros, são acompanhados por uma adequada caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração das obras mais significativas.

5 - A ERSE pode determinar a entrega de elementos adicionais, bem como aprovar normas e metodologias complementares estabelecendo regras sobre a elaboração e o reporte da informação referida nos números anteriores.

Artigo 235.º

Fixação dos valores dos parâmetros

1 - A ERSE, com base na informação disponível, designadamente a informação recebida nos termos dos artigos anteriores, estabelece valores para os parâmetros referidos nos n.os 2 - e 3 - do Artigo 199.º.

2 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, àentidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, ao agregador de último recurso, à empresa responsável pela rede elétrica na RAA e à empresa responsável pela rede elétrica na RAM, os valores dos parâmetros estabelecidos.

3 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores dos parâmetros, para efeitos de emissão de parecer.

4 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.

5 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

6 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

Secção XIV

Revisão excecional dos parâmetros no período de regulação

Artigo 236.º

Início do processo

1 - A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração dos parâmetros em curso, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, ou pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, ou pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , ou pela entidade concessionária da RND, ou pelo comercializador de último recurso, ou pelo agregador de último recurso, ou pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA, ou pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

2 - A ERSE dá conhecimento da sua intenção de iniciar uma revisão excecional dos parâmetros ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, àentidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, ao agregador de último recurso, à empresa responsável pela rede elétrica na RAA e à empresa responsável pela rede elétrica na RAM, indicando as razões justificativas da iniciativa.

3 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre a proposta da ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.

4 - A entidade concessionária da RNT, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, a entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, o agregador de último recurso, a empresa responsável pela rede elétrica na RAA e a empresa responsável pela rede elétrica na RAM podem enviar à ERSE comentários à proposta referida no n.º 2 -, no prazo de 30 dias contínuos.

5 - A ERSE, com base nas respostas recebidas nos termos dos artigos anteriores, decide se deve prosseguir o processo de revisão excecional dos parâmetros.

6 - A ERSE dá conhecimento da sua decisão ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, ao agregador de último recurso, à empresa responsável pela rede elétrica na RAA, à empresa responsável pela rede elétrica na RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho.

Artigo 237.º

Fixação dos novos valores dos parâmetros

1 - No caso de a ERSE decidir prosseguir o processo de revisão, com vista ao estabelecimento dos novos valores para os parâmetros, solicita a informação necessária à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo , à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, ao agregador de último recurso, à empresa responsável pela rede elétrica na RAA e à empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

2 - A ERSE, com base na informação disponível, estabelece os novos valores para os parâmetros.

3 - A ERSE envia os valores estabelecidos nos termos do número anterior à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, ao agregador de último recurso, à empresa responsável pela rede elétrica na RAA e empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

4 - As entidades referidas no número anterior enviam, no prazo de 30 dias contínuos, comentários aos valores estabelecidos pela ERSE.

5 - A ERSE analisa os comentários recebidos, revendo eventualmente os valores estabelecidos, no prazo de 15 dias contínuos.

6 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, ao agregador de último recurso, à empresa responsável pela rede elétrica na RAA e à empresa responsável pela rede elétrica na RAM os novos valores estabelecidos nos termos do número anterior.

7 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores estabelecidos nos termos do n.º 5 -, para efeitos de emissão do parecer.

8 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.

9 - A ERSE estabelece os valores definitivos no prazo de 15 dias contínuos depois de receber o parecer do Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, ao agregador de último recurso, à empresa responsável pela rede elétrica na RAA e à empresa responsável pela rede elétrica na RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho.

10 -O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

Secção XV

Procedimentos de garantia dos pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição

Artigo 238.º

Início do processo

1 - O disposto na presente Secção aplica-se quando ocorrer uma das seguintes situações:

a) A distribuição de energia elétrica em BT num dado concelho deixar de ser efetuada pela entidade concessionária da RND, levando à emissão de uma concessão de distribuição em BT.

b) A distribuição de energia elétrica em BT num dado concelho deixar de ser efetuada pelo distribuidor em BT, passando a ser efetuada pela entidade concessionária da RND.

c) O equilíbrio económico-financeiro de um concessionário de distribuição em BT não estiver assegurado.

2 - A entidade concessionária da RND informa a ERSE da separação ou integração da distribuição em BT no concelho em causa.

3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário, a entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND e o concessionário de distribuição em BT.

Artigo 239.º

Definição da solução a adotar

1 - A ERSE analisa o impacte da alteração de concessões na situação económico financeira das empresas em causa, solicitando toda a informação necessária.

2 - A ERSE, face à análise referida no número anterior, decide qual a medida que considera mais adequada, podendo esta consistir, designadamente, na:

a) Definição de uma tarifa específica.

b) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir um mecanismo de compensação entre distribuidores que tenha em conta os diferentes custos de distribuição, mantendo a uniformidade tarifária.

c) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de alterar as fórmulas que determinam o montante de proveitos a serem proporcionados pelas tarifas.

d) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir outras medidas julgadas necessárias.

3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário das medidas que considera mais adequadas.

4 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre as medidas propostas pela ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.

5 - A ERSE decide quais as medidas a tomar, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário.

6 - A ERSE torna público o parecer do Conselho Tarifário.

Secção XVI

Documentos complementares ao Regulamento Tarifário

Artigo 240.º

Documentos

Sem prejuízo de outros documentos estabelecidos no presente Regulamento, são previstos os seguintes documentos complementares decorrentes das disposições deste Regulamento:

a) Tarifas em vigor, a publicar nos termos da lei, no Diário da República, II Série e nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

b) Parâmetros estabelecidos no período de regulação.

c) Normas e metodologias complementares.

Artigo 241.º

Elaboração e divulgação

1 - Sempre que a ERSE entender que se torna necessário elaborar um documento explicitando regras ou metodologias necessárias para satisfação do determinado no presente Regulamento, informa o Conselho Tarifário da sua intenção de proceder à respetiva publicação.

2 - A ERSE dá também conhecimento às entidades afetadas, solicitando a sua colaboração.

3 - Os documentos referidos no número anterior são tornados públicos, nomeadamente através da página da ERSE na internet.

Secção XVII

Procedimentos aplicáveis nas Redes de Distribuição Fechadas

Artigo 242.º

Procedimentos a observar pelo operador da Rede de Distribuição Fechada para a definição dos princípios tarifários e tarifas aplicáveis

1 - O operador da Rede de Distribuição Fechada (RDF) define, para o acesso, ligação e serviços auxiliares necessários ao funcionamento das instalações no interior da exploração da RDF, os princípios tarifários e as tarifas aplicáveis.

2 - Na definição dos princípios tarifários e das tarifas aplicáveis o operador da RDF deve fundamentar-se no respeito pelos seguintes princípios:

a) Aplicação de tarifas e preços em condições de equidade.

b) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.

c) Eficiência económica no desempenho da sua atividade.

d) Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente da RDF.

e) Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

3 - Para efeitos do n.º 1 -, o operador da RDF deve realizar processos de consulta dos utilizadores da RDF, com periodicidade a definir pelo operador da RDF.

4 - Na consulta aos utilizadores, os operadores da RDF devem apresentar a definição dos princípios tarifários, a metodologia, as fórmulas de cálculo e os preços das tarifas aplicáveis na RDF, orientados pelos princípios previstos no n.º 2 -.

5 - O operador da RDF deve divulgar na sua página na internet, os preços das tarifas aplicáveis e as demais condições de utilização e acesso à RDF, bem como os elementos da proposta apresentada aos utilizadores e os comentários recebidos.

6 - O prazo de consulta aos utilizadores não pode ser inferior a 20 dias úteis.

Artigo 243.º

Revogação do título de controlo prévio da RDF

Em caso de revogação do título de controlo prévio da RDF, no período transitório em que o operador da rede a que a RDF se encontre interligada assuma a gestão, a manutenção e a exploração destas instalações, são aplicáveis as regras de faturação e as tarifas aprovadas pela ERSE, nos termos definidos pelo presente Regulamento e pelo RRC.

Capítulo VII

Disposições finais e transitórias

Secção I

Disposições transitórias

Artigo 244.º

Ajustamentos transitórios

Nos dois primeiros anos de aplicação deste Regulamento, os ajustamentos referidos no Capítulo IV deverão ser calculados de acordo com o Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 12 de fevereiro, sendo a atualização financeira calculada ao abrigo do presente Regulamento.

Artigo 245.º

Agente Comercial

1 - Enquanto se mantiverem direitos e obrigações imputáveis ao Agente Comercial aplicam-se as disposições previstas no Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 12 de fevereiro.

2 - O Gestor Global do Sistema assume os direitos e obrigações imputáveis ao Agente Comercial, que incorporou por fusão.

Artigo 246.º

Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador

1 - As atividades e respetivas disposições, aprovadas no presente Regulamento, aplicáveis ao Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador, são desempenhadas quanto à mudança de comercializador pela entidade que detém a licença Operador Logístico de Mudança de Comercializador, à data da entrada em vigor do presente regulamento, e quanto à mudança de agregador pelo Gestor Global do SEN, nos termos do disposto no artigo 292.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, até à atribuição da licença de Operador

Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador de acordo com artigo 153.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente.

2 - No período transitório a que respeita o número anterior, aplicam-se ao Gestor Global de Sistema os requisitos de prestação de informação à ERSE estabelecidos na Secção III do Capítulo VI, com as necessárias adaptações decorrentes de ser realizada apenas a atividade de mudança de agregador.

Artigo 247.º
Comercializador e Agregador de Último Recurso

1 - Até à atribuição da licença de comercialização de último recurso prevista no artigo 139.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, as atividades do comercializador de último recurso e respetivas disposições do presente Regulamento, estão atribuídas à empresa que detém atualmente a licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental, de acordo com o número 1 do artigo 287.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente.

2 - Até à atribuição da licença de agregação de último recurso prevista no artigo 149.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, as atividades do agregador de último recurso e respetivas disposições previstas no presente Regulamento, estão atribuídas à empresa que detém atualmente a licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental, de acordo com o número 2 do artigo 287.º e com o artigo 288.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente.

3 - O disposto no número anterior implica que o atual detentor da licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental, desempenhe a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, com as seguintes adaptações transitórias, decorrentes do artigo 288.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente:

a) É assegurada a aquisição a produtores a partir de fontes de energia renováveis com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW, nos termos previstos no RRC.

b) A remuneração destes produtores é calculada nos termos do Artigo 197.º do presente regulamento.

4 - Os ajustamentos dos proveitos permitidos das atividades do agregador de último recurso são devidos ao atual detentor da licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental, até ao mês em que se concretizar a transferência destas atividades para a entidade a que forem atribuídas as licenças de comercialização de último recurso e de agregação de último recurso, previstas nos artigos 139.º e 149.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente.

5 - Os ajustamentos referidos no número anterior são calculados com base em valores reais e auditados.

Artigo 248.º
Custos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

A definição dos parâmetros previstos no Artigo 125.º fica dependente de uma avaliação sobre as condições de funcionamento do mercado de eletricidade, a realizar pela ERSE, até 15 de outubro de cada ano, no âmbito do processo de fixação das tarifas para vigorarem no ano seguinte.

Secção II
Disposições finais

Artigo 249.º
Revisão de montantes indevidamente recebidos

1 - Caso se verifique que entidades reguladas receberam indevidamente proveitos refletidos nas tarifas, devem tais entidades devolver os valores em causa, acrescidos de juros à taxa aplicável.

2 - A obrigação prevista no número anterior pode ser determinada pela ERSE em sede tarifária, no prazo de cinco anos a contar da data da emissão da decisão em causa, ou por um período superior, caso este esteja legalmente estabelecido.

3 - Os montantes devem ser devolvidos à tarifa, por via de compensação, ou, na sua impossibilidade, através da restituição nos termos determinados pela ERSE.

Artigo 250.º

Projetos-piloto

1 - Consideram-se projetos-piloto os projetos de investigação ou de demonstração, aprovados pela ERSE, que visem testar a viabilidade técnica e económica e a aplicabilidade de práticas e tecnologias inovadoras, incluindo propostas de desenvolvimento legal e regulamentar.

2 - Os projetos-piloto têm uma duração pré-definida, não superior a dois anos, que pode ser prorrogada mediante proposta devidamente fundamentada, a aprovar pela ERSE.

3 - A duração pré-definida no número anterior poderá ser superior a dois anos em casos em que seja demonstrada e devidamente fundamentada essa necessidade.

4 - A ERSE pode, mediante requerimento dos interessados, aprovar projetos-piloto, bem como incumbir as entidades economicamente reguladas de apresentar e promover projetos-piloto específicos com vista ao desenvolvimento e teste de novas soluções tecnológicas, serviços prestados aos utilizadores ou soluções regulatórias.

5 - A proposta de projeto-piloto deve ser apresentada através de requerimento escrito dirigido à ERSE, devidamente justificado e detalhado, identificando, quando aplicável, as concretas normas que se pretendem ver derrogadas e, designadamente:

a) Identificação do promotor;

b) Identificação de parceiros e participantes;

c) Descrição e objetivos do projeto;

d) Plano de comunicação aos participantes e ao público em geral.

6 - Todas as propostas devem vir acompanhadas por uma Avaliação de Impacte que contemple impactes expectáveis de natureza económica, ambiental e social.

7 - Os projetos-piloto são aprovados pela ERSE, após consulta de interessados.

8 - Após aprovação, o projeto-piloto é objeto de divulgação pela ERSE e pelos respetivos promotores, de forma facilmente acessível nas suas páginas da internet e por comunicação escrita aos seus participantes.

9 - A implementação de projetos-piloto que implique a derrogação do quadro regulamentar existente ou que exija a aplicação de normas especiais é aprovada por Diretiva da ERSE, com respeito pelo procedimento regulamentar, sempre que tal se justifique e se revelar necessário, adequado e proporcional face aos interesses em presença.

10 -Os projetos-piloto são monitorizados pela ERSE e são objeto de um relatório final a apresentar pelos promotores, contendo as principais conclusões e de uma Avaliação de Impacte, *ex post*, do projeto, incluindo, quando possível, propostas de inovação ou melhoria regulamentar, nos termos a definir pela ERSE.

11 -Os relatórios finais referidos no número anterior são objeto de divulgação, nos termos do n.º 8 -, após aprovação da ERSE

Artigo 251.º

Compensações pagas a consumidores no âmbito de processos sancionatórios

1 - O valor devido a título de compensação a clientes, estabelecido no âmbito de processo sancionatório, que não seja pago e que, nos termos de transação, reverta a favor do Sistema Elétrico Nacional é faturado através da tarifa de acesso na componente de uso global do sistema, na sequência de transferência para o operador da rede de distribuição.

2 - Os valores obtidos pelo operador da rede de distribuição, ao abrigo do presente artigo, são deduzidos aos proveitos permitidos, através da equiparação desta faturação à obtida por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, que leva à inclusão destes montantes no cálculo dos ajustamentos.

Artigo 252.º

Informação a enviar à ERSE

1 - Salvo indicação em contrário pela ERSE, toda a informação a enviar à ERSE pelos sujeitos intervenientes no SEN, nos termos previstos no presente Regulamento deve ser apresentada em formato eletrónico.

2 - Os sujeitos intervenientes devem indicar à ERSE, em formato eletrónico, a localização exata nas suas páginas na internet de todas as informações e de todos os documentos e elementos que, nos termos do presente Regulamento, devam ser publicitados.

3 - A informação prevista no número anterior deve ser remetida com periodicidade anual e adicionalmente no prazo de 10 dias contados de qualquer alteração realizada, sem prejuízo dos prazos e formatos previstos regulamentarmente para as respetivas obrigações de reporte, prestação e disponibilização de informação.

4 - Para efeitos do disposto no n.º 2 -, o primeiro reporte de informação deve ser efetuado no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do presente Regulamento.

Artigo 253.º
Forma dos atos da ERSE

A deliberação da ERSE que aprova os documentos complementares e as propostas previstas no presente Regulamento reveste a forma de diretiva.

Artigo 254.º
Recomendações e orientações da ERSE

1 - Sempre que o entenda necessário, a ERSE pode formular recomendações e orientações aos agentes sujeitos à sua regulação, no sentido de serem adotadas ações consideradas adequadas ao cumprimento dos princípios e regras consagrados nos Regulamentos cuja aprovação e verificação integram as competências da ERSE.

2 - As recomendações visam transmitir a perspetiva da ERSE sobre boas práticas a adotar no âmbito dos mercados.

3 - As recomendações previstas no número anterior não são vinculativas para os operadores, comercializadores e demais agentes de mercado visados, mas o não acolhimento das mesmas implica o dever de enviar à ERSE as informações e os elementos que em seu entender justificam a inobservância das recomendações emitidas ou a demonstração das diligências realizadas com vista à atuação recomendada ou ainda, sendo esse o caso, de outras ações que considerem mais adequadas à prossecução do objetivo da recomendação formulada.

4 - As entidades destinatárias das recomendações da ERSE devem divulgar publicamente, nomeadamente através das suas páginas na internet, as ações adotadas para a implementação das medidas recomendadas ou as razões que no seu entender fundamentam a inobservância das recomendações emitidas.

5 - As orientações genéricas visam a adoção pelos destinatários de ações consideradas pela ERSE como adequadas ao cumprimento dos princípios e regras legais e regulamentares consagrados, que serão tidos em conta na atividade de supervisão.

Artigo 255.º

Auditorias e ações de fiscalização de verificação do cumprimento regulamentar

1 - As entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento devem recorrer a mecanismos de auditoria e ações de fiscalização, sempre que previsto regulamentarmente ou que seja determinado pela ERSE, para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.

2 - O conteúdo e os termos de referência das auditorias e das ações de fiscalização e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela realização das auditorias são aprovadas pela ERSE.

Artigo 256.º

Prazos

1 - Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente Regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.

2 - Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos gerais previstos no Código Civil.

3 - Os prazos de natureza administrativa fixados no presente Regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 257.º

Regime sancionatório

1 - A violação das disposições estabelecidas no presente regulamento constitui contraordenação punível, nos termos do regime sancionatório do setor energético.

2 - Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente regulamento, incluindo a resultante de auditorias, ações de fiscalização, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada em processo de contraordenação nos termos do regime sancionatório do setor energético.

Artigo 258.º

Norma revogatória

É revogado o Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, que aprovou o Regulamento Tarifário do setor elétrico, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro de 2025, retificado pela Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 12 de fevereiro.

Artigo 259.º

Entrada em vigor

1 - O presente regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação no Diário da República.

2 - A regulamentação que integra os documentos previstos no presente regulamento, já aprovados pela ERSE, mantém-se em vigor até à aprovação de novos documentos que os venham substituir, devendo-se, na sua aplicação, ter em conta as disposições do presente regulamento.

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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