

# CONSULTA PÚBLICA 134

## PROPOSTA DE ARTICULADO

### Regulamento Tarifário

SETOR ELÉTRICO



## **FICHA TÉCNICA**

**Título:**

Proposta de alteração do Regulamento Tarifário do setor elétrico

**Edição:**

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

## ÍNDICE

Capítulo I Disposições e princípios gerais .....	1
Artigo 1.º Objeto.....	1
Artigo 2.º Âmbito.....	1
Artigo 3.º Siglas e definições.....	2
Artigo 4.º Princípios gerais.....	6
Capítulo II Atividades e contas das empresas reguladas .....	9
Artigo 5.º.....	9
Artigo 6.º Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador .....	9
Artigo 6.º -A Atividades da entidade responsável pela gestão do mercado a prazo.....	9
Artigo 7.º Atividades do operador da rede de transporte em Portugal continental.....	9
Artigo 8.º Atividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental .....	10
Artigo 9.º Atividades do comercializador de último recurso.....	10
Artigo 10.º Atividades do agregador de último recurso.....	10
Artigo 11.º Atividades da empresa responsável pela rede elétrica na RAA .....	11
Artigo 12.º Atividades da empresa responsável pela rede elétrica na RAM .....	11
Artigo 13.º Princípio da sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas	11
Artigo 14.º Taxas de remuneração.....	12
Artigo 15.º Princípio de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e de gestão incorporados no ativo remunerado .....	12
Artigo 15.º -A Princípio de racionalização do investimento em ativos não específicos .....	12
Artigo 16.º Contas reguladas .....	13
Artigo 17.º Relatório sumário das demonstrações financeiras das atividades reguladas ....	14
Artigo 18.º Auditorias .....	14
Artigo 19.º Auditorias complementares à auditoria financeira e ações de fiscalização.....	15
Artigo 20.º Envio de informação .....	16
Capítulo III Tarifas e Preços regulados.....	17

Secção I Disposições gerais .....	17
Artigo 21.º Definição das Tarifas.....	17
Artigo 22.º Fixação das tarifas.....	18
Secção II Estrutura do tarifário em Portugal continental .....	18
Artigo 23.º Tarifas e proveitos .....	18
Artigo 24.º Tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso .....	22
Artigo 25.º Tarifas a aplicar pelo agregador de último recurso .....	23
Artigo 26.º Tarifas a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição .....	23
Artigo 27.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 .....	24
Artigo 28.º Tarifas a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT .....	26
Artigo 29.º Estrutura geral das tarifas.....	26
Artigo 30.º [ 1 ] Estrutura geral das tarifas reguladas por atividade.....	27
Artigo 31.º Estrutura geral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso .....	28
Artigo 32.º Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo .....	30
Artigo 33.º [ 1 ] Estrutura geral das Tarifas de Acesso às Redes.....	32
Artigo 34.º Períodos tarifários .....	35
Artigo 35.º Áreas de Rede.....	37
Secção III Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira .....	38
Artigo 36.º Tarifas e proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAA .....	38
Artigo 37.º Tarifas e proveitos da entidade concessionária da empresa responsável pela rede elétrica na RAM .....	40
Artigo 38.º Tarifas a aplicar aos clientes .....	43
Artigo 39.º Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM.....	43
Artigo 40.º Períodos tarifários aplicáveis na RAA e na RAM .....	44
Secção IV Variáveis de faturação .....	45
Artigo 41.º Variáveis para aplicação das tarifas .....	45

Artigo 42.º Potência contratada .....	46
Artigo 43.º Potência em horas de ponta.....	46
Artigo 44.º Energia ativa .....	47
Artigo 45.º Energia reativa.....	47
Artigo 46.º Faturação de energia reativa indutiva nos pontos de entrega das redes de transporte e distribuição.....	48
Artigo 47.º Faturação de energia reativa capacitiva nos pontos de entrega das redes de transporte e distribuição.....	48
Artigo 48.º Regras específicas aplicáveis à faturação de energia reativa nos pontos de entrega da rede de transporte à rede de distribuição .....	49
Secção V Tarifas de Acesso às Redes.....	49
Artigo 49.º Objeto.....	49
Artigo 50.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE .....	49
Artigo 51.º Estrutura da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT .....	50
Artigo 52.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN .	51
Artigo 53.º Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações com estatuto do cliente eletrointensivo .....	52
Artigo 54.º Tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações de armazenamento .....	52
Subsecção II Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica .....	53
Artigo 55.º Objeto.....	53
Artigo 56.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica .....	54
Subsecção III Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP .....	55
Artigo 57.º Objeto.....	55
Artigo 58.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP .....	55
Artigo 59.º Opções tarifárias em BTN para instalações participantes em autoconsumo através da RESP.....	56
Artigo 60.º Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.....	56

Secção VI Tarifa Social aplicável a clientes economicamente vulneráveis .....	58
Artigo 61.º Objeto.....	58
Artigo 62.º Estrutura geral das tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis em BTN .....	58
Secção VII Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental .....	59
Artigo 63.º Objeto.....	59
Artigo 64.º Opções tarifárias.....	59
Artigo 65.º Estrutura geral das opções tarifárias .....	60
Secção VIII Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis.....	62
Artigo 66.º Objeto.....	62
Artigo 67.º Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais.....	62
Secção IX Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	63
Artigo 68.º Objeto.....	63
Artigo 69.º Opções tarifárias.....	63
Artigo 70.º Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE .....	64
Artigo 71.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN.....	65
Secção X Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis na RAA .....	66
Artigo 72.º Objeto.....	66
Artigo 73.º Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAA .....	66
Secção XI Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	67
Artigo 74.º Objeto.....	67
Artigo 75.º Opções tarifárias.....	67
Artigo 76.º Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE .....	68
Artigo 77.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN.....	69
Secção XII Tarifa Social de Venda a Clientes Finais aplicável a clientes economicamente vulneráveis na RAM .....	70
Artigo 78.º Objeto.....	70
Artigo 79.º Estrutura geral das tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais da RAM .....	70

Secção XIII Tarifa de Energia .....	71
Artigo 80.º Objeto.....	71
Artigo 81.º Estrutura geral.....	71
Artigo 82.º Conversão da tarifa de Energia para os vários níveis de tensão .....	71
Artigo 83.º Energia ativa a faturar .....	73
Secção XIV Tarifas de Uso Global do Sistema.....	73
Artigo 84.º Objeto.....	73
Artigo 85.º Estrutura geral.....	73
Artigo 86.º Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão	75
Artigo 87.º Potência contratada, potência em horas de ponta e energia ativa a faturar ....	76
Secção XV Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	77
Artigo 88.º Objeto.....	77
Artigo 89.º Estrutura geral.....	77
Artigo 90.º Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte para os vários níveis de tensão .....	78
Artigo 91.º Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar .....	80
Secção XVI Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	80
Artigo 92.º Objeto.....	80
Artigo 93.º Estrutura geral.....	80
Artigo 94.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....	81
Artigo 95.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT .....	81
Artigo 96.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.....	83
Artigo 97.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para o nível de tensão de BT .....	83
Artigo 98.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	85
Artigo 99.º Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar .....	85

Secção XVII Tarifas de Comercialização.....	86
Artigo 100.º Objeto.....	86
Artigo 101.º Estrutura geral.....	86
Secção XVIII Tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores.....	86
Artigo 102.º Objeto.....	86
Artigo 103.º Estrutura geral da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA.....	87
Artigo 104.º Estrutura geral da tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM.....	87
Secção XIX Tarifas do agregador de último recurso.....	88
Artigo 105.º Tarifas de referência do agregador de último recurso.....	88
Secção XX Preços regulados.....	89
Artigo 106.º Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador.....	89
Artigo 107.º Preços aplicáveis a projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas que obtenham registo prévio.....	89
Capítulo IV Proveitos das atividades reguladas.....	91
Secção I.....	91
Artigo 108.º.....	91
Secção II Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador....	95
Artigo 109.º Proveitos da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador.....	95
Secção II-A Proveitos da entidade responsável pela gestão do mercado a prazo.....	98
Artigo 109.º -A Proveitos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN.....	98
Artigo 109.º -B Proveitos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia.....	100
Secção III Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental.....	100
Artigo 110.º Proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema.....	100
Artigo 111.º Custos de gestão do sistema.....	101

Artigo 112.º Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral .....	105
Artigo 113.º Faturação mensal dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual ..	112
Artigo 114.º Proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica .....	112
Secção IV Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental .....	119
Artigo 115.º Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	119
Artigo 116.º [ 1 ] 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.....	120
Artigo 117.º Custos com a aplicação da tarifa social.....	127
Artigo 118.º Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.....	128
Artigo 119.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 120.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para os níveis de tensão de AT e MT .....	132
Artigo 121.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para o nível de tensão de BT .....	140
Secção V Proveitos do comercializador de último recurso .....	147
Artigo 122.º Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes .....	147
Artigo 123.º Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição .....	153
Artigo 124.º Custos de referência da atividade de Comercialização.....	153
Artigo 125.º Proveitos da atividade de Comercialização .....	153
Artigo 126.º Devolução e repercussão tarifária de créditos devidos aos clientes por parte do comercializador de último recurso .....	159
Secção VI Proveitos do agregador de último recurso.....	160
Artigo 127.º Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida.....	160

Artigo 128.º Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo .....	163
Secção VII Proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAA .....	166
Artigo 129.º Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.....	166
Artigo 130.º Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica .....	172
Artigo 131.º Custos com a aplicação da tarifa social na RAA .....	174
Artigo 132.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia elétrica da RAA .....	176
Artigo 133.º Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA .....	185
Artigo 134.º Custo com a convergência tarifária na RAA .....	189
Artigo 135.º Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a empresa responsável pela rede elétrica na RAA .....	191
Secção VIII Proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAM .....	191
Artigo 136.º Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.....	191
Artigo 137.º Custos aceites com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica .....	197
Artigo 138.º Custos com a aplicação da tarifa social na RAM .....	199
Artigo 139.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM .....	201
Artigo 140.º Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM .....	210
Artigo 141.º Custo com a convergência tarifária na RAM .....	214
Artigo 142.º Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAM para a empresa responsável pela rede elétrica na RAM .....	216
Secção VIII -A Incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema .....	217
Artigo 142.º -A Incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema.....	217
Artigo 142.º -B Metodologia de cálculo do incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema .....	217
Secção IX Incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição .....	221
Artigo 142.º -C Incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição.....	221

Subsecção I Incentivo à redução de perdas na rede de distribuição .....	222
Artigo 143.º Incentivo à redução de perdas na rede de distribuição.....	222
Artigo 144.º Metodologia de Cálculo do Incentivo .....	223
Artigo 145.º Parâmetros do Incentivo .....	225
Artigo 146.º.....	225
Secção X	226
Artigo 147.º.....	226
Subsecção II Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições.....	226
Artigo 147.º -A Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições .....	226
Artigo 147.º -B Metodologia de Cálculo do Incentivo.....	227
Subsecção III Incentivo à atribuição de capacidade da RND para alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições .....	228
Artigo 147.º -C Incentivo à atribuição de capacidade da RND para alimentação de consumo, na modalidade de acesso com restrições.....	228
Artigo 147.º -D Metodologia de Cálculo do Incentivo.....	228
Secção XI Promoção da eficiência no consumo de energia.....	229
Artigo 148.º Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia.....	229
Secção XII Incentivos à ótima gestão das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> na RAA e na RAM .....	229
Artigo 149.º Mecanismos de otimização da gestão das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> na RAA e na RAM.....	229
Secção XIII Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas .....	230
Artigo 150.º Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas.....	230
Secção XIV Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade .....	231
Artigo 151.º Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade .....	231

Secção XV Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT .....	231
Artigo 152.º Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT .....	231
Artigo 153.º Metodologia de cálculo do incentivo.....	232
Subsecção I Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT .....	234
Artigo 153.º -A Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT .....	234
Artigo 153.º -B Metodologia de Cálculo do Incentivo.....	234
Subsecção II Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT .....	235
Artigo 153.º -C Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT .....	235
Artigo 153.º -D Metodologia de Cálculo do Incentivo.....	235
Subsecção III Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado diário.....	236
Artigo 153.º -E Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado ..	236
Artigo 153.º -F Metodologia de Cálculo do Incentivo .....	236
Subsecção IV Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições.....	237
Artigo 154.º -G Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições .....	237
Artigo 155.º -H Metodologia de Cálculo do Incentivo .....	238
Artigo 153.º -I 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.....	238
Artigo 153.º -J Metodologia de Cálculo do Incentivo.....	239
Subsecção V Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, na modalidade de acesso com restrições.....	240
Artigo 153.º -K Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, na modalidade de acesso com restrições .....	240
Artigo 153.º -L Metodologia de Cálculo do Incentivo .....	240
Artigo 153.º -M 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 .....	241

Artigo 153.º -N Metodologia de Cálculo do Incentivo .....	241
Capítulo V Processo de cálculo das tarifas reguladas .....	243
Secção I Metodologia de cálculo da tarifa de Energia.....	243
Artigo 154.º Metodologia de cálculo da tarifa de Energia .....	243
Artigo 155.º Estrutura dos preços marginais de energia .....	244
Artigo 156.º Monitorização da adequação da tarifa de energia e sua atualização .....	245
Secção II Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema.....	246
Artigo 157.º Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte .....	246
Artigo 158.º Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC.....	247
Artigo 159.º Metodologia de cálculo da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição .....	248
Artigo 160.º [ 1 ] Metodologia de cálculo da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição .....	250
Secção III Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	253
Artigo 161.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte .....	253
Artigo 162.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.....	255
Secção IV Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	259
Artigo 163.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes .....	259
Secção V Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização .....	264
Artigo 164.º Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE a aplicar pelos comercializadores de último recurso .....	264
Artigo 165.º Metodologia de cálculo da tarifa de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso .....	265

Secção VI Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso .....	266
Artigo 166.º Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN.....	266
Artigo 167.º Mecanismo de convergência para tarifas aditivas.....	268
Artigo 168.º Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo .....	270
Secção VII Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	271
Artigo 169.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	271
Artigo 170.º Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAA.....	274
Artigo 171.º Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAA.....	276
Secção VIII Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	277
Artigo 172.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	277
Artigo 173.º Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas da RAM.....	280
Artigo 174.º Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAM .....	283
Secção IX Metodologia de cálculo das tarifas de referência do agregador de último recurso	284
Artigo 175.º Metodologia de cálculo das tarifas de referência do agregador de último recurso .....	284
Capítulo VI Procedimentos .....	287
Secção I Disposições Gerais .....	287
Artigo 176.º Frequência de fixação das tarifas .....	287
Artigo 177.º Período de regulação.....	287
Secção II	288
Artigo 178.º.....	288
Artigo 179.º.....	289
Secção III Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT.....	290
Artigo 180.º [ 1 ] Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT .....	290

Artigo 181.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 .....	293
Artigo 182.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Global do Sistema	294
Artigo 183.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Transporte de Energia Elétrica .....	295
Secção IV Informação periódica a fornecer à ERSE pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador.....	296
Artigo 184.º Informação a fornecer à ERSE pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador.....	296
Artigo 185.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador .....	298
Secção IV -A Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade responsável pela gestão do mercado a prazo .....	299
Artigo 185.º -A Informação a fornecer à ERSE pela entidade responsável pela gestão do mercado a prazo .....	299
Artigo 185.º -B Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Integrada de Garantias no âmbito do SEN .....	301
Artigo 185.º -C Repartição de custos e proveitos na atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia .....	302
Secção V Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND.....	303
Artigo 186.º [ 1 ] Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND.....	303
Artigo 187.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	306
Artigo 188.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	307
Secção VI Informação periódica a fornecer à ERSE pelos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT .....	308
Artigo 189.º Informação a fornecer à ERSE pelos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT .....	308
Secção VII Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso.	309
Artigo 190.º Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso .....	309

Artigo 191.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	312
Artigo 192.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição .....	313
Artigo 193.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Comercialização .....	314
Secção VIII Informação periódica a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso.....	315
Artigo 194.º Informação a fornecer à ERSE pelo agregador de último recurso .....	315
Artigo 195.º Repartição de custos e proveitos na atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida .....	317
Artigo 196.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 .....	318
Secção IX Informação periódica a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA.....	319
Artigo 197.º Informação a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA.....	319
Artigo 198.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA .....	321
Artigo 199.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA.....	323
Artigo 200.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA.....	324
Secção X Informação periódica a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM .....	325
Artigo 201.º Informação a fornecer à ERSE pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM.....	325
Artigo 202.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM .....	327
Artigo 203.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.....	328

Artigo 204.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM.....	329
Secção XI Fixação das Tarifas .....	330
Artigo 205.º Ativos fixos a remunerar .....	330
Artigo 206.º Custos e proveitos .....	331
Artigo 207.º Fixação das tarifas.....	331
Secção XII Fixação excecional das tarifas .....	332
Artigo 208.º Início do processo .....	332
Artigo 209.º Fixação das tarifas.....	333
Secção XIII Fixação dos parâmetros no período de regulação .....	334
Artigo 210.º Balanço de energia elétrica .....	334
Artigo 211.º Custos incrementais e custos marginais .....	335
Artigo 212.º Informação económico-financeira.....	336
Artigo 213.º Fixação dos valores dos parâmetros.....	337
Secção XIV Revisão excecional dos parâmetros no período de regulação .....	338
Artigo 214.º Início do processo .....	338
Artigo 215.º Fixação dos novos valores dos parâmetros .....	339
Secção XV Procedimentos de garantia dos pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição .....	340
Artigo 216.º Início do processo.....	340
Artigo 217.º Definição da solução a adotar .....	341
Secção XVI Documentos complementares ao Regulamento Tarifário .....	341
Artigo 218.º Documentos .....	341
Artigo 219.º Elaboração e divulgação .....	342
Secção XVII Procedimentos aplicáveis nas Redes de Distribuição Fechadas.....	342
Artigo 220.º Procedimentos a observar pelo operador da Rede de Distribuição Fechada para a definição dos princípios tarifários e tarifas aplicáveis .....	342
Artigo 221.º Revogação do título de controlo prévio da RDF .....	343
Capítulo VII Disposições finais e transitórias.....	345

Secção I Disposições transitórias.....	345
Artigo 222.º Ajustamentos transitórios .....	345
Artigo 222.º -A Agente Comercial.....	345
Artigo 223.º Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador .....	345
Artigo 224.º Comercializador e Agregador de Último Recurso .....	346
Artigo 225.º Custos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes .....	347
Secção II Disposições finais .....	347
Artigo 226.º Revisão de montantes indevidamente recebidos.....	347
Artigo 227.º Projetos-piloto.....	348
Artigo 228.º Compensações pagas a consumidores no âmbito de processos sancionatórios.....	349
Artigo 229.º Informação a enviar à ERSE .....	349
Artigo 230.º Forma dos atos da ERSE.....	350
Artigo 231.º Recomendações e orientações da ERSE .....	350
Artigo 232.º Auditorias e ações de fiscalização de verificação do cumprimento regulamentar .....	351
Artigo 233.º Prazos .....	351
Artigo 234.º Regime sancionatório .....	351
Artigo 235.º Norma revogatória .....	352
Artigo 236.º Entrada em vigor .....	352

## 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) ~~Agente comercial – entidade responsável pela compra e venda de toda a energia elétrica proveniente dos CAE.~~
- b) 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.

- c) 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.
- d) 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.
- e) 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.
- f) Cliente - pessoa singular ou coletiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia elétrica para consumo próprio.
- g) 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.
- h) 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.
- i) 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.
- j) 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.
- k) Custo aceite - gasto ou perda, que é reconhecido no montante de proveitos permitidos da atividade a que diz respeito.
- l) 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.
- m) Entrega de energia elétrica - alimentação física de energia elétrica.
- n) Excedente da produção para autoconsumo – energia produzida por unidade de produção para autoconsumo, que não é consumida, nem armazenada.

- o) Fornecimentos a clientes - quantidades envolvidas na faturação das tarifas de Venda a Clientes Finais.
- p) 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.
- q) Operador da rede de distribuição - entidade concessionária da RND ou de redes em BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.
- r) Operador da rede de distribuição exclusivamente em BT - entidade concessionária de redes apenas em BT, autorizada a exercer a atividade de distribuição de eletricidade.
- s) Operador da rede de transporte - entidade concessionária da RNT, nos termos das Bases de Concessão e do respetivo contrato.
- t) 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.
- u) Perdas - diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo.
- v) 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.
- w) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço.
- x) 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.
- y) 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.
- z) 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.

- aa) 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.
- bb) 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.
- cc) 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 do Agente Comercial~~

~~Para efeitos do presente Regulamento, o Agente Comercial exerce a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica nos termos do RRC.~~

#### Artigo 6.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-A

##### Atividades da entidade responsável pela gestão do mercado a prazo

1 - Para efeitos do presente Regulamento, a entidade responsável pela gestão 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.

1-2 - As atividades reguladas da entidade responsável pela gestão 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 do disposto no 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 15.º-A

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 16.º

Contas reguladas

1 - A entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, ~~o agente comercial~~, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, a entidade responsável pela gestão 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 - ~~O agente comercial, a~~ entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, a entidade responsável pela gestão 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 17.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 18.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 19.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 ~~pelo agente comercial,~~ pela entidade concessionária da RNT, pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, pela entidade responsável pela gestão 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 20.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 21.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 22.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 23.º

##### Tarifas e proveitos

- 1 - As tarifas previstas no presente capítulo nos termos do [Quadro 1](#) ~~Quadro 1~~ e do [Quadro 2](#) ~~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, ambiental 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, ambiental 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 26.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 27.º.

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

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

<del>Agente Comercial</del>	Operador da Rede de Transporte		Operadores das redes de distribuição		Clientes
<del>Proveitos</del>	Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
<del>Proveitos Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica</del>		UGST	Proveitos a recuperar pela tarifa de UGS	UGS	MAT
					AT
	Proveitos Atividade de Gestão Global do Sistema		Diferencial PRG	MT	
				BT	
	Proveitos Atividade de Transporte de Energia Elétrica	URT <sub>MAT</sub>	Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT	URT <sub>MAT</sub>	MAT
		URT <sub>AT</sub>			URT <sub>AT</sub>
	MT				
	BT				

Agente Comercial	Operador da Rede de Transporte		Operadores das redes de distribuição		Clientes
Proveitos	Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
			Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	URD <sub>AT</sub>	AT
					MT
					BT
				URD <sub>MT</sub>	MT
					BT
					BT
				URD <sub>BT</sub>	BT

QUADRO 2 - TARIFAS E PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Comercializadores de último recurso		Clientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Atividade de Compra e Venda e Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	UGS + URT <sub>MAT</sub>	MAT
	UGS + URT <sub>AT</sub> + URD <sub>AT</sub>	AT
	UGS + URT <sub>AT</sub> + URD <sub>AT</sub> + URD <sub>MT</sub>	MT
	UGS + URT <sub>AT</sub> + URD <sub>AT</sub> + URD <sub>MT</sub> + URD <sub>BT</sub>	BT > 41,4 kW
	UGS + URT <sub>AT</sub> + URD <sub>AT</sub> + URD <sub>MT</sub> + URD <sub>BT</sub>	BT ≤ 41,4 kVA
Proveitos Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	E	MAT
		AT
		MT
		BT
Proveitos Atividade de Comercialização	C <sub>NT</sub>	MAT, AT e MT
	C <sub>BTE</sub>	BT > 41,4 kW
	C <sub>BTN</sub>	BT ≤ 41,4 kVA

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS <sup>T</sup>	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 <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização em BTE
C <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização em BTN

#### Artigo 24.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 62.º.

4 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN decorrem da aplicação do mecanismo de convergência previsto no Artigo 167.º às tarifas aditivas definidas no n.º 12 - do Artigo 23.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 25.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 105.º e do Artigo 175.º .

#### Artigo 26.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~~.

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 <sub>MAT</sub>	X	-	-	-	-
URT <sub>AT</sub>	-	X	X	X	X
URD <sub>AT</sub>	-	X	X	X	X
URD <sub>MT</sub>	-	-	X	X	X
URD <sub>BT</sub>	-	-	-	X	X

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

#### Artigo 27.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 número anterior, 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 número anterior, 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 28.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 29.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 30.º ERRO! A ORIGEM DA REFERÊNCIA NÃO FOI ENCONTRADA. ]

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 <sub>MAT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URT <sub>AT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD <sub>AT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD <sub>MT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD <sub>BT</sub>	X	X	X	X	X	X	X	X	-
C <sub>NT</sub>	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C <sub>BTE</sub>	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C <sub>BTN</sub>	-	-	X	X	X	X	-	-	X

Legenda:

- E Tarifa de Energia
- UGS Tarifa de Uso Global do Sistema
- URT<sub>MAT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
- URT<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
- URD<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
- URD<sub>MT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
- URD<sub>BT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
- C<sub>NT</sub> Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT

C <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização em BTE
C <sub>BTN</sub>	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 31.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 30.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 <sub>BT</sub>	-	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>		-	-	C <sub>BTN</sub>

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
				URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> C <sub>BTN</sub>	URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> C <sub>BTN</sub>	URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> C <sub>BTN</sub>				
BTN (2)	2	UGS URD <sub>BT</sub>	-	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> C <sub>BTN</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> C <sub>BTN</sub>			-	-	C <sub>BTN</sub>
BTN (1)	1	UGS URD <sub>BT</sub>	-	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> C <sub>BTN</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> C <sub>BTN</sub>			-	-	C <sub>BTN</sub>

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 <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização em BTN

### Artigo 32.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 30.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 <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	E UGS URT <sub>MAT</sub> C <sub>NT</sub>	E UGS URT <sub>MAT</sub> C <sub>NT</sub>	E UGS URT <sub>MAT</sub> C <sub>NT</sub>	E UGS URT <sub>MAT</sub> C <sub>NT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>	C <sub>NT</sub>

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO

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
AT	4	UGS URD <sub>AT</sub>	URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> C <sub>NT</sub>	URD <sub>AT</sub>	URD <sub>AT</sub>	C <sub>NT</sub>			
MT	4	UGS URD <sub>MT</sub>	URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> C <sub>NT</sub>	URD <sub>MT</sub>	URD <sub>MT</sub>	C <sub>NT</sub>			
BTE	4	UGS URD <sub>BT</sub>	URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>	E UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub> C <sub>BTE</sub>	URD <sub>BT</sub>	URD <sub>BT</sub>	C <sub>BTE</sub>			

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 <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização em BTE

Artigo 33.º<sup>[1]</sup>

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](#)~~Quadro 7~~, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, apresentada no [Quadro 3](#)~~Quadro 3~~ do Artigo 26.º, no Artigo 27.º, e no [Quadro 4](#)~~Quadro 4~~ do Artigo 30.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~~.

QUADRO 7 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas							
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri
MAT	UGS	URT <sub>MAT</sub>						
	URT <sub>MAT</sub>	UGS	UGS	UGS	UGS	UGS	URT <sub>MAT</sub>	URT <sub>MAT</sub>

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO SETOR ELÉTRICO

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas							
Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri
AT	UGS URDAT	UGS URDAT URDAT	UGS URDAT URDAT	UGS URDAT URDAT	UGS URDAT URDAT	UGS URDAT URDAT	URDAT	URDAT
MT	UGS URDMT	UGS URDAT URDMT	UGS URDAT URDMT	UGS URDAT URDMT	UGS URDAT URDMT	UGS URDAT URDMT	URDMT	URDMT
BTE	UGS URDBT	UGS URDAT URDMT URDBT	UGS URDAT URDMT URDBT	UGS URDAT URDMT URDBT	UGS URDAT URDMT URDBT	UGS URDAT URDMT URDBT	URDBT	URDBT
BTN (3)	UGS URDBT	-	UGS URDAT URDMT URDBT	UGS URDAT URDMT URDBT	UGS URDAT URDMT URDBT		-	-
BTN (2)	UGS URDBT	-	UGS URDAT URDMT URDBT		UGS URDAT URDMT URDBT		-	-

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas							
Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri
BTN (1)	UGS URD <sub>BT</sub>	-	UGS URT <sub>AT</sub> URD <sub>AT</sub> URD <sub>MT</sub> URD <sub>BT</sub>				-	-

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<sub>MAT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

URT<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

URD<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD<sub>MT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

URD<sub>BT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Artigo 34.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
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 35.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 36.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 MTe 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 170.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

Empresa responsável pela rede elétrica na RAA			Clientes
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA	SA <sub>AGS</sub>	E	MT
			BT
	SRAA <sub>AGS</sub>	Incluído nas TVCF	MT
			BT
Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA	SA <sub>D</sub>	URD <sub>AT</sub> + URD <sub>MT</sub>	MT
		URD <sub>AT</sub> + URD <sub>MT</sub> + URD <sub>BT</sub>	BT
	SRAA <sub>D</sub>	Incluído nas TVCF	MT e BT
Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA	SA <sub>C</sub>	C <sub>NT</sub>	MT
		C <sub>BTE</sub>	BT > 41,4 kW
		C <sub>BTN</sub>	BT ≤ 41,4 kVA
	SRAA <sub>C</sub>	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<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

URD<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização em MT
C <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização em BTE
C <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SA <sub>AGS</sub>	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 <sub>D</sub>	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 <sub>C</sub>	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 <sub>AGS</sub>	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 <sub>D</sub>	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 <sub>C</sub>	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 37.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](#) ~~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 173.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 <sub>AGS</sub>	UGS + UR <sub>TAT</sub>	MT
			BT
	SRAM <sub>AGS</sub>	Incluído nas TVCF	MT, e BT
Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM	SM <sub>D</sub>	UR <sub>DAT</sub> + UR <sub>DMT+</sub>	MT
		UR <sub>DAT</sub> + UR <sub>DMT</sub> + UR <sub>DBT</sub>	BT
	SRAM <sub>D</sub>	Incluído nas TVCF	MT, e BT
Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM	SM <sub>C</sub>	C <sub>NT</sub>	MT
		C <sub>BTE</sub>	BT > 41,4 kW
		C <sub>BTN</sub>	BT ≤ 41,4 kVA
	SRAM <sub>C</sub>	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
UR <sub>TAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
UR <sub>DAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
UR <sub>DMT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
UR <sub>DBT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização em MT
C <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização em BTE
C <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SM <sub>AGS</sub>	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 <sub>D</sub>	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 <sub>C</sub>	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 <sub>AGS</sub>	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 <sub>D</sub>	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 <sub>C</sub>	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 38.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 IX 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 39.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 40.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](#)~~Quadro 11.1~~ e no [Quadro 11](#)~~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 41.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 42.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 43.º

##### Potência em horas de ponta

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

$$P_p = \frac{E_p}{H_p} \quad (1)$$

em que:

- $E_p$  Energia ativa no ponto de medição em horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita
- $H_p$  Número de horas de ponta, durante o intervalo de tempo a que a fatura respeita.

2 - No caso da opção tarifária referida no Artigo 51.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 44.º

Energia ativa

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

Artigo 45.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 46.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  $\text{tg}\phi$ :

- 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 47.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 48.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 49.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 50.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 34.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 34.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 51.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 50.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 34.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](#)~~Quadro 8.3~~ do Artigo 34.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 35.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 52.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](#)~~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](#)~~Quadro 8.1~~ e no [Quadro 8](#)~~Quadro 8.2~~ do Artigo 34.º, respetivamente.

4 A – 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.

5 - 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](#)~~Quadro 8.1~~ e no [Quadro 8](#)~~Quadro 8.2~~ do Artigo 34.º, respetivamente, ou não apresentam diferenciação horária.

6 - Na sequência do estudo a que se refere o Artigo 59.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](#)~~Quadro 8.1~~ e no [Quadro 8](#)~~Quadro 8.2~~ do Artigo 34.º, respetivamente.

7 - 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 53.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 54.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 II**

### **Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica**

#### Artigo 55.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 56.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 III

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

##### Artigo 57.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 58.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 50.º.

3 - Nas entregas em MAT, AT e MT, caso se opte pela opção tarifária estabelecida no Artigo 51.º, os preços mencionados no n.º 1 - são discriminados de acordo com os n.ºs 2 - a 4 - do Artigo 51.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 -, 5 - e 6 - do Artigo 52.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 59.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 6 - do Artigo 52.º.

#### Artigo 60.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 61.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 2 -.
- 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 167.º.

#### Artigo 62.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 63.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 24.º.

#### Artigo 64.º

##### Opções tarifárias

1 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN apresentam as opções tarifárias indicadas no [Quadro 13](#)~~Quadro 13~~.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos, no [Quadro 13](#)~~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 65.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 34.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 34.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 50.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 66.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 61.º.

#### Artigo 67.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 68.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 69.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](#)~~Quadro 15~~.
- 2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no [Quadro 15](#)~~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 70.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 40.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 71.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 40.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 40.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 72.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 61.º.

#### Artigo 73.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 74.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 75.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](#)~~Quadro 17~~.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no [Quadro 17](#)~~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 76.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 40.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 77.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](#)~~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 40.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 40.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 78.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 61.º.

#### Artigo 79.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 80.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 81.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 34.º, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

##### Artigo 82.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](#) ~~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

Tarifas	Períodos Trimestrais	N.º Períodos Horários	Preços da tarifa de Energia				Aplicação
			TWp	TWc	TWvn	TWsv	
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 83.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 84.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, ambiental 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, ambiental 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 85.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, ambiental 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 158.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 34.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 34.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 86.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								Aplicação
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	
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 87.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 88.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 89.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 34.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](#)~~Quadro 8.1~~ do Artigo 34.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](#)~~Quadro 8.1~~ do Artigo 34.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 90.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](#)~~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 <sub>AT</sub>	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<sub>AT</sub> 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 91.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 92.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 93.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 34.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 94.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 93.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 95.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 vazão 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 <sub>AT</sub>	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<sub>AT</sub> 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 96.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 93.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 97.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 vazão 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 <sub>MT</sub>	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<sub>MT</sub> 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 98.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 93.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 ~~nos períodos horários de:~~
    - i) ~~Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois e três períodos horários.~~
    - ii) ~~Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.~~
  - b) Os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do [Quadro 24](#)~~Quadro 24~~.

#### Artigo 99.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 100.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 101.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 102.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 103.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 36.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 36.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 104.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 37.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 37.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 105.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 106.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 107.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 1 - têm aplicação em Portugal continental.



## Capítulo IV

### Proveitos das atividades reguladas

#### Secção I

#### ~~Proveitos do Agente Comercial~~

#### Artigo 108.º

#### ~~Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial~~

1 - ~~Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica são dados pela seguinte expressão:~~

$$\tilde{P}_{CV,EL,t}^{AC} = \tilde{S}CAE_{CV,EL,t} + \tilde{C}f_{CV,EL,t} + \tilde{S}_{CV,EL,t} - \tilde{\Delta}R_{CV,EL,t}^{AC} - \Delta R_{CV,EL,t}^{AC} \quad (2)$$

em que:

$\tilde{P}_{CV,EL,t}^{AC}$	<del>Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t</del>
$\tilde{S}CAE_{CV,EL,t}$	<del>Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t</del>
$\tilde{C}f_{CV,EL,t}$	<del>Custos de funcionamento aceites no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t</del>
$\tilde{S}_{CV,EL,t}$	<del>Diferencial de custo resultante da otimização de recursos à disposição do Agente Comercial, que não estejam associados à aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t</del>
$\tilde{\Delta}R_{CV,EL,t}^{AC}$	<del>Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, no ano t-1 a incorporar no ano t</del>
$\Delta R_{CV,EL,t}^{AC}$	<del>Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.</del>

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2 - ~~Os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano t, são dados pela seguinte expressão:~~

$$\tilde{R}_{CVLE,t}^{AC} = \tilde{R}_{CVLE,t}^{AC} + \tilde{ALS}_{CVLE,t}^{AC} \quad (3)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVLE,t}^{AC}$  Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos recuperar no ano t

$\tilde{R}_{CVLE,t}^{AC}$  Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (2)

$\tilde{ALS}_{CVLE,t}^{AC}$  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 aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previstos para o ano t, nos termos definidos nas alíneas a) a d):

a) O diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica 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 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 ( $\tilde{SCAE}_{CVLE,t}$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{SCAE}_{CVLE,t} = \tilde{CCAE}_{CVLE,t} + \tilde{OCAE}_{CVLE,t} - \tilde{PCAE}_{CVLE,t} \quad (4)$$

em que:

$\tilde{CCAE}_{CVLE,t}$  Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t

$\tilde{OCAE}_{CVLE,t}$  Outros custos previstos para o ano t

$\tilde{P}CAE_{CVEL,t}$  Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t, nomeadamente através de leilões de capacidade virtual, mercados organizados e celebração de contratos bilaterais, de acordo com a legislação em vigor.

4— Os custos de funcionamento ( $\tilde{C}f_{CVEL,t}$ ) são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}f_{CVEL,t} = \tilde{C}_{CVEL,t} + \tilde{A}m_{CVEL,t} + \tilde{A}ct_{CVEL,t} \times \frac{r_{CVEL,t}}{100} \quad (5)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVEL,t}$  Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$\tilde{A}m_{CVEL,t}$  Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$\tilde{A}ct_{CVEL,t}$  Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{CVEL,t}$  Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem.

5— Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos e pessoal.

6— O diferencial de custo ( $\tilde{S}_{CVEL,t}$ ) é calculado pela diferença entre o custo dos recursos à disposição do Agente Comercial, que não estejam associados à aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, e os proveitos associados à vendas dos mesmos, sendo incluídos neste cálculo os custos incorridos pelo Agente Comercial que forem aceites pela ERSE para a otimização desta parcela.

7— O ajustamento ( $\tilde{\Delta}R_{CVEL,t}^{AC}$ ) é determinado pela seguinte expressão:

$$\tilde{\Delta}R_{CVEL,t}^{AC} = \left( \tilde{R}f_{CVEL,t}^{AC} - \tilde{R}r_{CVEL,t}^{AC} \right) \times \left( 1 + \frac{\tilde{I}_{t-1}^{E} + \tilde{\delta}_{t-1}^{E}}{100} \right) \quad (6)$$

em que:

$R_{CVLE,t-1}^{AC}$  Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, estimados transferir pelo operador da rede de transporte no ano t-1

$R_{CVLE,t}^{AC}$  Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos recuperar no ano t-1, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (3)

$i_{t-1}^E$  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

$\delta_{t-1}$  Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

8— O ajustamento ( $\Delta R_{CVLE,t-2}^{AC}$ ) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{CVLE,t-2}^{AC} = \left[ (R_{CVLE,t-2}^{AC} - R_{CVLE,t-2}^{AC}) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta R_{CVLE,prov}^{AC} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (7)$$

em que:

$R_{CVLE,t-2}^{AC}$  Proveitos obtidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, transferidos da atividade de Gestão Global do Sistema, no ano t-2

$R_{CVLE,t}^{AC}$  Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, recuperados no ano t-2, determinados com base nos valores reais calculados pela expressão (3)

$i_{t-2}^E$  Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

$\delta_{t-2}$  Spread no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta R_{CVLE,prov}^{AC}$  Valor do ajustamento provisório calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com o n.º 7, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor ( $\Delta \tilde{R}_{CVLE,t-1}^{AC}$ )

$i_{t-1}^E$  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

$\delta_{t-1}$  Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção II

**Proveitos do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador**

Artigo 109.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:

$$\tilde{R}_t^{OLMCA} = FC_{OLMCA,t} + VC_{OLMCA,t} - \Delta R_{t-2}^{OLMCA} \quad (8)$$

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
$\Delta R_{t-2}^{OLMCA}$	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:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^{OLMCA} = \tilde{R}_t^{OLMCA} - \tilde{R}_{PR,t}^{OLMCA} \quad (9)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS1,t}^{OLMCA}$	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 <u>no ano t</u>
------------------------------	--

$\tilde{R}_{PR,t}^{OLMCA}$  Parcela dos proventos 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:

$$FC_{OLMCA,t} = \begin{cases} FC_{OLMCA,1} & \text{( 10 )} \\ FC_{OLMCA,t-1} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{OLMCA}}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases}$$

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

$\Delta R_{t-2}^{OLMCA}$  Ajustamento no ano t, dos proventos 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:

$$VC_{i_{OLMCA,t}} = \begin{cases} VC_{i_{OLMCA,1}} & \text{( 11 )} \\ VC_{i_{OLMCA,t-1}} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_{OLMCA}}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases}$$

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 ( $\Delta R_{t-2}^{OLMCA}$ ) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{t-2}^{OLMCA} = (Rf_{PR,t-2}^{OLMCA} + Rf_{UGS1,t-2}^{OLMCA} - R_{t-2}^{OLMCA}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (12)$$

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 <del>(8)</del> , 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
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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 do ano t-1
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

## Secção II-A

### Proveitos da entidade responsável pela gestão do mercado a prazo

#### Artigo 109.º-A

##### 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:

$$\tilde{R}_t^{GIG} = \tilde{C}E_{GIG,t} + \tilde{C}C_{GIG,t} - \tilde{S}_t^{GIG} - \Delta R_{t-2}^{GIG} \quad (12 A)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{GIG}$	<u>Proveitos permitidos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN, previstos para o ano t</u>
$\tilde{C}E_{GIG,t}$	<u>Custos de exploração (exclui amortizações) afetos à Gestão Integrada de Garantias no SEN, previstos para o ano t</u>
$\tilde{C}C_{GIG,t}$	<u>Custos com capital afetos à Gestão Integrada de Garantias, previstos para o ano t</u>
$\tilde{S}_t^{GIG}$	<u>Outros proveitos da atividade de Gestão Integrada de Garantias no SEN, previstos para o ano t</u>
$\Delta R_{t-2}^{GIG}$	<u>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.</u>

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 ( $\tilde{C}E_{GIG,t}$ ) 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 ( $\tilde{C}C_{GIG,t}$ ) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}C_{GIG,t} = \tilde{A}m_{GIG,t} + \tilde{A}ct_{GIG,t} \times \frac{r_{GIG,t}}{100} \quad (12 B)$$

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 participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e 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

6 - O ajustamento ( $\Delta R_{t-2}^{GIG}$ ) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{t-2}^{GIG} = (Rf_{t-2}^{GIG} - R_{t-2}^{GIG}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (12 C)$$

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 (12A), 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

$\delta_{t-2}$  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 do ano t-1

$\delta_{t-1}$  Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 109.º-B

Proveitos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia ( $\tilde{R}_t^{RCBE}$ ) 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:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^{RCBE} = \tilde{R}_t^{RCBE} - \tilde{R}_{PR,t}^{RCBE} \quad (12 D)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS1,t}^{RCBE}$  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

$\tilde{R}_{PR,t}^{RCBE}$  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 III

**Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental**

Artigo 110.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:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^T = \tilde{R}_{GS,t}^T + \tilde{R}_{Pol,t}^T - \tilde{r}_{CVEE,t}^{AC} - \tilde{R}_{UGS1,t}^{OLMCA} - \tilde{R}_{UGS1,t}^{RCBE} \quad (13)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS,t}^T$  Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{GS,t}^T$	Custos de gestão do sistema, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 111.º
$\tilde{R}_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 112.º
$\tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$	<u>Valores remanescentes de custos e p</u> roveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos recuperar no ano t, <u>calculados de acordo com o Artigo 222.º-A, calculados de acordo com o Artigo 108.º</u>
$\tilde{R}_{UGS1,t}^{OLMCA}$	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 109.º
$\tilde{R}_{UGS1,t}^{RCBE}$	<u>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 109.º-B</u>

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

### Artigo 111.º

#### Custos de gestão do sistema

1 - Os custos de gestão do sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = \tilde{C}E_{GS,t} + \tilde{C}C_{GS,t} - \Delta\tilde{C}_{t-1}^{GS} + \tilde{C}S_{GS,t} + ZC_{GS,t} + \tilde{R}EG_{GS,t} + AdC_{GS,t} + \tilde{R}_{UGS1,t}^{OLMCA} + \tilde{R}_{UGS1,t}^{RCBE} - \Delta R_{GS,t-2}^T \quad (14)$$

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$	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
$\Delta\tilde{C}_{t-1}^{GS}$	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 150.º

$\tilde{C}_{GS,t}$	Custos excepcionais 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
$\tilde{R}_{UGS1,t}^{OLMCA}$	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, obtida de acordo com o Artigo 109.º
$\tilde{R}_{UGS1,t}^{RCBE}$	<u>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 109.º-B</u>
$\Delta R_{GS,t-2}^T$	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:

$$\tilde{C}E_{GS,t} = \begin{cases} CEE_{GS,t} + AC_{GS,t-1} & t = 1 \\ CEE_{GS,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{CEGS}}{100}\right) + AC_{GS,t-1} & t > 1 \end{cases} \quad (15)$$

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 ( $\tilde{C}_{GS,t}$ ) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{GS,t} = \tilde{A}m_{GS,t} + \tilde{A}ct_{GS,t} \times \frac{r_{GS,t}}{100} - \tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX} \quad (16)$$

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 participações, 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 ( $\tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX}$ ) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}_{GS,t}^{CAPEX} = \sum_i \tilde{A}ctNAceite_{GS,t_i} \times \frac{r_{GS,t}^{CP}}{100} \times (1-G) \times \tilde{k}_{GS,t_i} \quad (17)$$

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 participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t

$\tilde{r}_{GS,t}^{cp}$	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 ( <i>gearing</i> ) 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 ( $\Delta R_{GS,t-2}^T$ ) previsto na expressão ~~(14)~~ é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{GS,t-2}^T = \left( Rf_{UGS1,t-2}^T - R_{GS,t-2}^T - \text{IMDGG}_{t-2} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta \tilde{C}_{prov}^{GS} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (18)$$

em que:

$Rf_{UGS1,t-2}^T$	Valor faturado por aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-2
$R_{GS,t-2}^T$	Custo de gestão do sistema calculados em t-1 de acordo com a expressão <del>(14)</del> , com base nos valores verificados em t-2
$\text{IMDGG}_{t-2}$	<u>Valor do incentivo à melhoria do desempenho da atividade de gestão global do sistema, no ano t-2, de acordo com a Secção VIII-A do presente capítulo</u>
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta \tilde{C}_{prov}^{GS}$	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 $\left( \Delta \tilde{C}_{t-1}^{GS} \right)$ .

Artigo 112.º

Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou 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:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{Pol,t}^T = & \tilde{R}AA_{Pol,t} + \tilde{R}AM_{Pol,t} - \Delta \tilde{R}_{Pol,t-1}^T + \tilde{R}r_{CVEE,t}^{AC} + \tilde{L}Cap_{Pol,t} + \tilde{T}er_{Pol,t} + \tilde{O}C_{Pol,t} + \tilde{E}C_{Pol,t} \\ & + \tilde{E}O_{Pol,t} + \\ & + \tilde{R}_{MC,t}^T - \Delta \tilde{R}_{Pol,t-1}^T - \Delta R_{Pol,t-2}^T \end{aligned} \quad (19)$$

em que:

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou 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
<del><math>\Delta \tilde{R}_{Pol,t-1}^T</math></del>	<del>Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, pago durante o ano t-1</del>
$\tilde{R}r_{CVEE,t}^{AC}$	<u>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 222.º-A Artigo 108.º</u>
$\tilde{L}Cap_{Pol,t}$	<u>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</u>
$\tilde{T}er_{Pol,t}$	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico, prevista para o ano t
$\tilde{O}C_{Pol,t}$	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t
$\tilde{E}C_{Pol,t}$	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, 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
$\tilde{R}_{MC,t}^T$	Os custos decorrentes de mecanismos de capacidade ou equiparados calculados de acordo com a legislação em vigor
$\Delta \tilde{R}_{Pol,t-1}^T$	<u>Valor estimado para o ajustamento dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano t-1 a incorporar no ano t</u>
$\Delta R_{Pol,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou 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:

$$\tilde{R}r_{Pol,t}^T = \tilde{R}_{Pol,t}^T + \tilde{A}LS_{POL,t}^T - \tilde{M}CT_{POL,t}^T \quad (20)$$

em que:

$\tilde{R}r_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou 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
$\tilde{R}_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t
$\tilde{A}LS_{POL,t}^T$	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 decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou 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)
$\tilde{M}CT_{POL,t}^T$	Medidas de contenção tarifária do SEN decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t.

- a) Os proveitos referentes à recuperação de custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou 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 ( $\tilde{R}AA_{Pol,t}$ ) é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C \quad (21)$$

em que:

$\tilde{S}A_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, calculado de acordo com a expressão <del>(123)</del> do Artigo 134.º, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, calculado de acordo com a expressão <del>(124)</del> do Artigo 134.º, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, calculado de acordo a expressão <del>(125)</del> do Artigo 134.º, previsto para o ano t.

Formatou: Veri

4 - O custo com a convergência tarifária da RAM ( $\tilde{R}AM_{Pol,t}$ ) é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AM_{Pol,t} = \tilde{S}M_t^{AGS} + \tilde{S}M_t^D + \tilde{S}M_t^C \quad (22)$$

em que:

$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, calculado de acordo com a expressão <del>(144)</del> do Artigo 141.º, previsto para o ano t
$\tilde{S}M_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, calculado de acordo com a expressão <del>(145)</del> do Artigo 141.º, previsto para o ano t

$\tilde{SM}_t^C$  Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, calculado de acordo com a expressão ~~(146)~~ do Artigo 141.º, previsto para o ano t.

5 - ~~O valor previsto do desvio ( $\Delta \tilde{RA}_{Pol,t-1}^+$ ) é determinado pela seguinte expressão:~~

$$\Delta \tilde{RA}_{Pol,t-1}^+ = \left[ \left( \frac{\tilde{RAA}_{Pol,t-1} + \tilde{RAM}_{Pol,t-1}}{\tilde{Rf}_{Pol,t-1}^+} \right) \times \tilde{Rf}_{UGSZ,t-1}^+ - \tilde{RAA}_{Pol,t-1} - \tilde{RAM}_{Pol,t-1} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (23)$$

em que:

$\tilde{RAA}_{Pol,t-1}$  ~~Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto no ano t-2 para as tarifas de t-1 e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano t-1~~

$\tilde{RAM}_{Pol,t-1}$  ~~Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto no ano t-2 para as tarifas de t-1 e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano t-1~~

$\tilde{Rf}_{Pol,t-1}^+$  ~~Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos recuperar no ano t-2, para as tarifas de t-1~~

$\tilde{Rf}_{UGSZ,t-1}^+$  ~~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~~

$i_{t-1}^E$  ~~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~~

$\delta_{t-1}$  ~~Spread no ano t-1, em pontos percentuais.~~

6 - A parcela associada aos terrenos ( $\tilde{T}_{er_{Pol,t}}$ ) é dada pela expressão:

$$\tilde{T}_{er_{Pol,t}} = \tilde{T}_{er_{Pol\ DPH,t}} + \tilde{T}_{er_{Pol\ ZPH,t}} \quad (24)$$

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.

7 - A parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico ( $\tilde{T}_{\text{Pol DPH},t}$ ) é dada pela expressão:

$$\tilde{T}_{\text{Pol DPH},t} = \tilde{A}m_{\text{PolDPH},t}^{\text{Ter}} + \tilde{A}ct_{\text{PolDPH},t}^{\text{Ter}} \times \frac{r_{\text{Pol},t}^{\text{Ter}}}{100} \quad (25)$$

em que:

$\tilde{A}m_{\text{PolDPH},t}^{\text{Ter}}$  Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{\text{PolDPH},t}^{\text{Ter}}$  Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{\text{Pol},t}^{\text{Ter}}$  Taxa de remuneração determinada de acordo com a legislação em vigor.

8 - Os custos com a ERSE afetos ao setor elétrico não incluem transferências para a Autoridade da Concorrência.

9 - Os custos com a concessionária da Zona Piloto ( $\tilde{E}O_{\text{Pol},t}$ ) são determinados pela seguinte expressão:

$$\tilde{E}O_{\text{Pol},t} = \tilde{A}m_{\text{EO},t-1} + \tilde{A}ct_{\text{EO},t-1} \times \frac{r_{\text{EO},t-1}}{100} + \tilde{C}E_{\text{EO},t-1} - S_{\text{EO},t-2} - \Delta E O_{\text{Pol},t-2} \quad (26)$$

em que:

$\tilde{A}m_{\text{EO},t-1}$  Amortização dos ativos fixos, líquidos das amortizações do imobilizado participado, afetos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, no ano t-1

$\tilde{A}ct_{\text{EO},t-1}$  Valor médio dos ativos fixos afetos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidos das amortizações e participações, no ano t-1

$r_{\text{EO},t-1}$  Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidas de amortizações e participações, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem

$\tilde{C}E_{\text{EO},t-1}$  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.

$\Delta E_{O_{Pol},t-2}$  Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto, tendo em conta os valores ocorridos em t-2

10 -O ajustamento ( $\Delta E_{O_{Pol},t-2}$ ) previsto na expressão ~~( 26 )~~ é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta E_{O_{Pol},t-2} = (Rf_{EO_{Pol},t-2} - RE_{O_{Pol},t-2}) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (27)$$

em que:

$Rf_{EO_{Pol},t-2}$  Valor recuperado pela concessionária da Zona Piloto com base nos valores previstos no ano t-2

$RE_{O_{Pol},t-2}$  Custo da concessionária da Zona Piloto calculados em t-1 de acordo com a expressão ~~( 26 )~~, com base nos 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

$\delta_{t-2}$  *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

$\delta_{t-1}$  *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

10 A – O ajustamento ( $\Delta \tilde{R}_{Pol,t-1}^T$ ) previsto na expressão ~~( 19 )~~ é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta \tilde{R}_{Pol,t-1}^T = \left[ \left( \tilde{R}_{UGS2,t-1}^T - \tilde{R}_{Pol,t-1}^T \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \right] \quad (27 A)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS2,t-1}^T$  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

$\tilde{R}_{Pol,t-1}^T$  Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados de acordo com a expressão ~~( 20 )~~, previstos para o 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

$\delta_{t-1}$

Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

10 B – Nos casos em que o ajustamento ( $\Delta\tilde{R}_{Pol,t-1}^T$ ), 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 ( 19 )(19), pode ser parcial ou nula, sendo esta decisão condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários nos anos t e t+1.

11 - O ajustamento ( $\Delta R_{Pol,t-2}^T$ ) previsto na expressão ( 19 )(19) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{Pol,t-2}^T = \left[ (Rf_{UGS2,t-2}^T - Rr_{Pol,t-2}^T) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta\tilde{R}_{Pol,prov}^T - \Delta RA_{Pol,prov}^T \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (28)$$

em que:

$Rf_{UGS2,t-2}^T$

Valor faturado no ano t-2, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte

$Rr_{Pol,t-2}^T$

Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados de acordo com a expressão ( 20 )(20), com base nos 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

$\delta_{t-2}$

Spread no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{R}_{Pol,prov}^T$

Valor do ajustamento provisório, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com a expressão ( 27 A )(27-A), repercutido nos proveitos regulados do ano em curso conforme a decisão tomada nas tarifas do ano t-1 ao abrigo do número anterior

$\Delta RA_{Pol,prov}^T$

Valor do ajustamento provisório calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com a expressão ( 23 ), incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor ( $\Delta RA_{Pol,t-1}^T$ )

$i_{t-1}^E$

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

$\delta_{t-1}$

Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Formatou: Não

Artigo 113.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 158.º.

Artigo 114.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:

$$\tilde{R}_{URT,t}^T = FC_{URT,t} + \sum_i (VC_{iURT,t} \times \tilde{DC}_{iURT,t}) - RPart_{URT,t} + Z_{URT,t} + IMDT_{URT,t} + \tilde{TSO}_{URT,t} - \Delta R_{URT,t-2}^T \quad (29)$$

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^T$	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
$VC_{iURT,t}$	Componente variável unitária i dos custos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t
$\tilde{DC}_{iURT,t}$	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, <del>afeto à função do operador da RNT,</del> previsto para o ano t, de acordo com a Secção XV do presente capítulo

$\tilde{T}SO_{URT,t}$	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte, previsto para o ano t
$\Delta R_{URT,t-2}^T$	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:

$$FC_{URT,t} = \begin{cases} FC_{URT,1} & \text{para } t=1 \\ FC_{URT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{URT}}}{100}\right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (30)$$

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 ( $VC_{iURT,t}$ ) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{iURT,t} = \begin{cases} VC_{iURT,1} & \text{para } t=1 \\ VC_{iURT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_{URT}}}{100}\right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (31)$$

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 ~~(30)~~ e ~~(31)~~ 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:

$$RPart_{URT,t} = \begin{cases} 0 & \text{para } t=1 \\ \frac{DIF_{URT, PRant}}{N-1} & \text{para } t=2 \\ \frac{DIF_{URT, PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t \leq N} \left( 1 + \frac{i_{a-1}^E + \delta_{a-1}}{100} \right) & \text{para } t \geq 3 \end{cases} \quad (32)$$

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
$i_{a-1}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação
$\delta_{a-1}$	<i>Spread</i> , 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:

$$DIF_{URT, PRant} = \begin{cases} 0, & \text{se } -\delta_{URT}^{MOD} \leq \Delta RoR_{URT, PRant} \leq \delta_{URT}^{MOD} \\ DIF_{URT, PRant}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URT, PRant} < -\delta_{URT}^{MOD} \text{ ou } \delta_{URT}^{MOD} < \Delta RoR_{URT, PRant} \leq \delta_{URT}^{EXT} \\ DIF_{URT, PRant}^{MOD} + DIF_{URT, PRant}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT, PRant} < -\delta_{URT}^{EXT} \text{ ou } \Delta RoR_{URT, PRant} > \delta_{URT}^{EXT} \end{cases} \quad (33)$$

$$\Delta RoR_{URT, PRant} = RoR_{TOTEX, URT, PRant} - r_{URT, PRant} \quad (34)$$

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, em percentagem
- $r_{URT, PRant}$  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
- $DIF_{URT, PRant}^{MOD}$  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
- $DIF_{URT, PRant}^{EXT}$  Diferencial de ganhos ou perdas da atividade de Transporte de Energia Elétrica, ocorridas no período de regulação anterior, partilhar na banda extrema de rentabilidade
- $\delta_{URT}^{MOD}$  *Spread*, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica

$\delta_{URT}^{EXT}$  *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,  $DIF_{URT,PRant}^{MOD}$ , é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF_{URT,PRant}^{MOD} = 0,5 \times \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ (Act_{URT,k} \times DIFRoR_{URT,PRant}^{MOD}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (35)$$

$$DIFRoR_{URT,PRant}^{MOD} = \begin{cases} \delta_{URT}^{MOD} - \delta_{URT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} < -\delta_{URT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URT,PRant} + \delta_{URT}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URT,PRant} < -\delta_{URT}^{MOD} \\ \Delta RoR_{URT,PRant} - \delta_{URT}^{MOD}, & \text{se } \delta_{URT}^{MOD} < \Delta RoR_{URT,PRant} \leq \delta_{URT}^{EXT} \\ \delta_{URT}^{EXT} - \delta_{URT}^{MOD}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} > \delta_{URT}^{EXT} \end{cases} \quad (36)$$

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

$DIFRoR_{URT,PRant}^{MOD}$  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

$\delta_{URT}^{MOD}$  *Spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica

$\delta_{URT}^{EXT}$  *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

$\delta_a$  *Spread*, em pontos percentuais, no ano a.

7 A – O spread  $\delta_{URT}^{MOD}$  pode assumir dois valores diferentes, consoante o grau de execução real de investimentos face ao previsto no início do período de regulação.

8 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade,  $DIF_{URT,PRant}^{EXT}$ , é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF_{URT,PRant}^{EXT} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ (Act_{URT,k} \times DIFRoR_{URT,PRant}^{EXT}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (37)$$

$$DIFRoR_{URT,PRant}^{EXT} = \begin{cases} \Delta RoR_{URT,PRant} + \delta_{URT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} < -\delta_{URT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URT,PRant} - \delta_{URT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URT,PRant} > \delta_{URT}^{EXT} \end{cases} \quad (38)$$

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
$DIFRoR_{URT,PRant}^{EXT}$	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 a taxa de remuneração dos ativos
$\delta_{URT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , 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
$\delta_a$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a.

9 - O ajustamento ( $\Delta R_{URT,t-2}^T$ ) previsto na expressão ~~(29)~~ (29) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t-2}^T = (Rf_{URT,t-2}^T - R_{URT,t-2}^T - CCXT_{URT,t-2} - TRC_{URT,t-2} + GCl_{URT,t-2} + CQS_{URT,t-2}) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \quad (39)$$

$$\times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right)$$

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 <u>(29)</u> <del>(29)</del> , com base nos valores verificados em t-2
$CCXT_{URT,t-2}$	<u>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 (39 A)</u>
$TRC_{URT,t-2}$	<u>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</u>
$GCI_{URT,t-2}$	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
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

9 A – Os custos com capital ( $CCXT_{URT,t-2}$ ) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$CCXT_{URT,t-2} = AmXT_{URT,t-2} + ActXT_{URT,t-2} \times \frac{r_{URT,t-2}}{100} \quad (39 A)$$

em que:

$AmXT_{URT,t-2}$	<u>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</u>
------------------	--

$\tilde{A}ct_{URT,t-2}$	<u>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</u>
$r_{URT,t-2}$	<u>Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, em percentagem</u>

10 -O proveito ( $GCI_{URT,t-2}$ ) 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 IV

### Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

#### Artigo 115.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:

$$\tilde{R}_{CVAT,t}^D = \tilde{R}_{UGS,t}^D + \tilde{R}_{URT,t}^D \quad (40)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVAT,t}^D$  Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{UGS,t}^D$  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 ~~( 41 )~~ do Artigo 116.º

$\tilde{R}_{URT,t}^D$  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 ~~( 54 )~~ do Artigo 119.º.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

#### Artigo 116.º~~1~~

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:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^D = \tilde{R}_{UGS1,t}^D + \tilde{R}_{UGS2,t}^D - \tilde{R}_{Tsocial,t}^D \quad (41)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS,t}^D$  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

$\tilde{R}_{UGS1,t}^D$  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

$\tilde{R}_{UGS2,t}^D$  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

$\tilde{R}_{Tsocial,t}^D$  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 117.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:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^D = \tilde{R}_{GS,t}^T + \tilde{R}_{CVPREAC,t}^{AUR} - \Delta_{UGS1,t-2}^D \quad (42)$$

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$  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 ~~(14)~~ do Artigo 111.º

$\tilde{R}_{CVPREAC,t}^{AUR}$  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 ~~(104)~~ do Artigo 128.º

$\Delta_{UGS1,t-2}^D$  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 ( $\Delta_{UGS1,t-2}^D$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS1,t-2}^D = \left[ Rf_{UGS1,t-2}^D - \left( Rf_{UGS1,t-2}^T + Rf_{CVPREAC,t-2}^{AUR} - \Delta_{UGS1,t-4}^D \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (43)$$

em que:

$Rf_{UGS1,t-2}^D$  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

$Rf_{UGS1,t-2}^T$  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

$Rf_{CVPREAC,t-2}^{AUR}$  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

$\Delta_{UGS1,t-4}^D$	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
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> 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:

$$\tilde{R}_{UGS2,t}^D = \tilde{R}_{Pol,t}^D + \tilde{R}_{CMEC,t}^D - \tilde{MCT}_{UGS2,t}^D \quad (44)$$

em que:

$\tilde{R}_{Pol,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, referentes a custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os CMEC, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{CMEC,t}^D$	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 118.º.
$\tilde{MCT}_{UGS2,t}^D$	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 decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou 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:

$$\tilde{R}_{Pol,t}^D = \tilde{R}_{Pol,t}^T + \tilde{R}_{CVPRG,t}^{AUR} - \Delta_{Pol,t-2}^D + Est_{Pol,t} + \tilde{Ext}_{CUR,t}^{TVCF} \quad (45)$$

em que:

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos recuperar no ano t, calculados de acordo com a expressão <del>(20)</del> do Artigo 112.º
$\tilde{R}_{CVPRG,t}^{AUR}$	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 <del>(96)</del> do Artigo 127.º
$\Delta_{Pol,t-2}^D$	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
$\tilde{Ext}_{CUR,t}^{TVCF}$	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, calculado de acordo com o Artigo 125.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:

$$Est_{Pol,t} = -C_{CVVE,t}^{Sust} + Est_t^E + Est_{Pol,t}^{CIEG} \quad (46)$$

em que:

$C_{CVVE,t}^{Sust}$	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
$Est_t^E$	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, <i>ex vi</i> artigo 291.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente

$Est_{Pol,t}^{CIEG}$  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 ( $\Delta_{Pol,t-2}^D$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{Pol,t-2}^D = [Rf_{UGS2,t-2}^D - (Rf_{UGS2,t-2}^T + Rf_{CVPRG,t-2}^{AUR} - \Delta_{Pol,t-4}^D + Est_{Pol,t-2} + Ext_{CUR,t-2}^{TVCF})] \times \quad (47)$$

$$\times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right)$$

em que:

$Rf_{UGS2,t-2}^D$  Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, referentes a custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os CMEC, por aplicação da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rf_{UGS2,t-2}^T$  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

$Rf_{CVPRG,t-2}^{AUR}$  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

$\Delta_{Pol,t-4}^D$  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 decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou 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

$Ext_{CUR,t-2}^{TVCF}$	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
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> 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:

$$\tilde{MCT}_{UGS2,t}^D = \tilde{MCT}_t^D - \Delta_{MCT,t-1}^D - \Delta_{MCT,t-2}^D \quad (47A)$$

em que:

$\tilde{MCT}_{UGS2,t}^D$	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
$\tilde{MCT}_t^D$	Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t
$\Delta_{MCT,t-1}^D$	Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previsto para o ano t-1
$\Delta_{MCT,t-2}^D$	Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, do ano t-2.

9 - O ajustamento ( $\Delta_{MCT,t-1}^D$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{MCT,t-1}^D = \left[ - \left( MCTR_{t-1}^D - \tilde{MCT}_{t-1}^D \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \right] \quad (47B)$$

em que :

$MCTR_{t-1}^D$	Montante recebido pelo operador da rede de distribuição relativo às medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, no ano t-1
----------------	---

$\tilde{MCT}_{t-1}^D$	Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o 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
$\delta_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

9 A – Nos casos em que o ajustamento ( $\Delta_{MCT,t-1}^D$ ), 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 ( 47A ) e ( 40 )~~(40)~~, pode ser parcial ou nula, sendo esta decisão condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários nos anos t e t+1.

10 -O ajustamento ( $\Delta_{MCT,t-2}^D$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{MCT,t-2}^D = \left[ - \left( MCTR_{t-2}^D - \tilde{MCT}_{t-2}^D \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta_{MCT,prov}^D \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (47C)$$

em que:

$MCTR_{t-2}^D$	Montante recebido pelo operador da rede de distribuição relativo às medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, no ano t-2
$\tilde{MCT}_{t-2}^D$	Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o 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
$\delta_{t-2}$	Spread no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta_{MCT,prov}^D$	Valor do ajustamento provisório, calculado nas tarifas do ano t-1 <u>relativo ao ano t-2 de acordo com a expressão ( 47B ), repercutido <del>incluído</del> nos proveitos regulados do ano em curso conforme a decisão tomada nas tarifas do ano t-1 ao abrigo do número anterior</u>
$i_{t-1}^E$	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
$\delta_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 117.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:

$$\tilde{R}_{Tsocial,t}^D = \tilde{S}soc_{Pol,t}^C - \Delta_{Tsocial,t-1}^D - \Delta_{Tsocial,t-2}^D \quad (48)$$

em que:

$\tilde{R}_{Tsocial,t}^D$  Montante a transferir pelo operador da rede de transporte para financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social, previstos para o ano t

$\tilde{S}soc_{Pol,t}^C$  Desconto decorrente da aplicação da tarifa social em Portugal continental, previsto para o ano t

$\Delta_{Tsocial,t-1}^D$  Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-1, por aplicação da tarifa social

$\Delta_{Tsocial,t-2}^D$  Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da tarifa social.

4 - O ajustamento ( $\Delta_{UGS3,t-1}^D$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{Tsocial,t-1}^D = [R_{Tsocial,t-1}^D - R_{Tsocial,t-1}^D] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (49)$$

em que:

$R_{Tsocial,t-1}^D$  Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte para financiamento do custo previsto da tarifa social em Portugal continental no ano t-1

$R_{Tsocial,t-1}^D$  Desconto relativo à tarifa social previsto conceder pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no 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

$\delta_{t-1}$  *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

5 - O ajustamento ( $\Delta_{Tsocial,t-2}^D$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{Tsocial,t-2}^D = \left[ (R_{Tsocial,t-2}^D - R_{Tsocial,t-2}^D) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta_{Tsocial,t-1}^D \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (50)$$

em que:

$R_{Tsocial,t-2}^D$  Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte para financiamento do custo da tarifa social em Portugal continental no ano t-2

$R_{Tsocial,t-2}^D$  Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental 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

$\delta_{t-2}$  *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta_{Tsocial,t-1}^D$  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

$i_{t-1}^E$  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

$\delta_{t-1}$  *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

#### Artigo 118.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:

$$\tilde{R}_{CMEC,t}^D = P_{CMEC,t} + \tilde{P}Alis_{CMEC,t} \quad (51)$$

$$P_{CMEC,t} = PF_{CMEC,t} + PA_{CMEC,t} - CP_{CMEC,t} \quad (52)$$

em que:

$\tilde{R}_{CMEC,t}^D$	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:

$$\tilde{R}r_{CMEC,t}^D = \tilde{R}_{CMEC,t}^D + \tilde{A}LS_{CMEC,t}^D \quad ( 53 )$$

em que:

$\tilde{R}r_{CMEC,t}^D$	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
$\tilde{R}_{CMEC,t}^D$	Proveitos referentes aos CMEC a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, previstos para o ano t
$\tilde{A}LS_{CMEC,t}^D$	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 11.º, 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 119.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:

$$\tilde{R}_{URT,t}^D = \tilde{R}_{URT,t}^T - \Delta R_{URT,t-2}^D \quad (54)$$

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^D$	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
$\tilde{R}_{URT,t}^T$	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão <a href="#">(29(29))</a> do Artigo 114.º
$\Delta R_{URT,t-2}^D$	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 ( $\Delta R_{URT,t-2}^D$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t-2}^D = [Rf_{URT,t-2}^D - (Rf_{URT,t-2}^T - \Delta R_{URT,t-4}^D)] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (55)$$

em que:

$Rf_{URT,t-2}^D$	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
$Rf_{URT,t-2}^T$	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
$\Delta R_{URT,t-4}^D$	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
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 120.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:

$$\tilde{R}_{URD,NT,t}^D = FC_{URD,NT,t} + \sum_i (VC_{iURD,NT,t} \times \tilde{D}C_{iURD,NT,t}) - RPart_{URD,NT,t} + Z_{URD,NT,t} - \Delta R_{URD,NT,t-2}^D \quad (56)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,NT,t}^D$	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
$VC_{iURD,NT,t}$	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
$\tilde{D}C_{iURD,NT,t}$	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
$\Delta R_{URD,NT,t-2}^D$	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 ( $FC_{URD,NT,1}$ ) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{URD,NT,t} = \begin{cases} FC_{URD,NT,1} & \\ FC_{URD,NT,t-1} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{URD,NT}}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (57)$$

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 ( $VC_{iURD,NT,1}$ ) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{iURD,NT,t} = \begin{cases} VC_{iURD,NT,1} & \\ VC_{iURD,NT,t-1} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_{URD,NT}}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (58)$$

em que:

- $VC_{iURD,NT,1}$  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
- $VC_{iURD,NT,t-1}$  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 ~~(57)~~ e ~~(58)~~ 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:

$$RPart_{URD,NT,t} = \begin{cases} 0 & \text{para } t=1 \\ \frac{DIF_{URD,NT, PRant}}{N-1} & \text{para } t=2 \\ \frac{DIF_{URD,NT, PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t \leq N} \left( 1 + \frac{i_{a-1}^E + \delta_{a-1}}{100} \right) & \text{para } t \geq 3 \end{cases} \quad (59)$$

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

$i_{a-1}^E$  Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação

$\delta_{a-1}$  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,  $DIF_{URD,NT, PRant,t}$ , é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF_{URD,NT,PRant} = \begin{cases} 0, & \text{se } -\delta_{URD,NT}^{MOD} \leq \Delta RoR_{URD,NT,PRant} \leq \delta_{URD,NT}^{MOD} \\ DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URD,NT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{MOD} \\ & \text{ou } \delta_{URD,NT}^{MOD} < \Delta RoR_{URD,NT,PRant} \leq \delta_{URD,NT}^{EXT} \\ DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD} + DIF_{URD,NT,PRant}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{EXT} \text{ ou } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} > \delta_{URD,NT}^{EXT} \end{cases} \quad (60)$$

$$\Delta RoR_{URD,NT,PRant} = RoR_{TOTEX,URD,NT,PRant} - r_{URD,NT,PRant} \quad (61)$$

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
$DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD}$	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
$DIF_{URD,NT,PRant}^{EXT}$	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
$\delta_{URD,NT}^{MOD}$	<i>Spread</i> , 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

$\delta_{URD,NT}^{EXT}$  *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,  $DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD}$ , é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF_{URD,NT,PRant}^{MOD} = 0,5 \times \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ (Act_{URD,NT,k} \times DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{MOD}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (62)$$

$$DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{MOD} = \begin{cases} \delta_{URD,NT}^{MOD} - \delta_{URD,NT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant} + \delta_{URD,NT}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URD,NT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{MOD} \\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant} - \delta_{URD,NT}^{MOD}, & \text{se } \delta_{URD,NT}^{MOD} < \Delta RoR_{URD,NT,PRant} \leq \delta_{URD,NT}^{EXT} \\ \delta_{URD,NT}^{EXT} - \delta_{URD,NT}^{MOD}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} > \delta_{URD,NT}^{EXT} \end{cases} \quad (63)$$

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
$DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{MOD}$	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 e a taxa de remuneração dos ativos
$\delta_{URD,NT}^{MOD}$	<i>Spread</i> , 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

$\delta_{URD,NT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , 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
$i_a^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
$\delta_a$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a.

7 A – O *spread*  $\delta_{URD,NT}^{MOD}$  pode assumir dois valores diferentes, consoante o grau de execução real de investimentos face ao previsto no início do período de regulação.

8 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade,  $DIF_{URD,NT,PRant}^{EXT}$ , é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF_{URD,NT,PRant}^{EXT} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ (Act_{URD,NT,k} \times DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{EXT}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (64)$$

$$DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{EXT} = \begin{cases} \Delta RoR_{URD,NT,PRant} + \delta_{URD,NT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} < -\delta_{URD,NT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URD,NT,PRant} - \delta_{URD,NT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,NT,PRant} > \delta_{URD,NT}^{EXT} \end{cases} \quad (65)$$

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
$DIFRoR_{URD,NT,PRant}^{EXT}$	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 a taxa de remuneração dos ativos
$\delta_{URD,NT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , 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

$i_a^E$  Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a

$\delta_a$  *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 186.º.

10 - O ajustamento ( $\Delta R_{URD,NT,t-2}^D$ ) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{URD,NT,t-2}^D = \left[ R_{URD,NT,t-2}^D - \left( \frac{R_{URD,NT,t-2}^D + CCXT_{URD,NT,t-2} + TRC_{URD,NT,t-2} + IMDD_{URD,NT,t-2} + PP_{URD,ATMT,t-2} + RQS_{URD,NT,t-2}}{-CQS_{URD,NT,t-2}} \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (66)$$

em que:

$R_{URD,NT,t-2}^D$  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

$R_{URD,NT,t-2}^D$  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 ~~(56)~~, com base nos valores verificados em t-2

~~$PP_{URD,ATMT,t-2}$  Parcela alocada aos níveis de tensão de AT e de MT do incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção IX do presente capítulo~~

~~$RQS_{URD,NT,t-2}$  Incentivo à melhoria da continuidade de serviço a aplicar em AT e MT, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção X do presente capítulo~~

~~$IMDD_{URD,NT,t-2}$  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 (66 A)~~

$TRC_{URD,NT,t-2}$	<u>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</u>
$CQS_{URD,NT,t-2}$	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
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

11 - Os custos com capital ( $CCXT_{URD,NT,t-2}$ ) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$CCXT_{URD,NT,t-2} = AmXT_{URD,NT,t-2} + ActXT_{URD,NT,t-2} \times \frac{r_{URD,NT,t-2}}{100} \quad (66 A)$$

em que:

$AmXT_{URD,NT,t-2}$	<u>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</u>
$\tilde{ActXT}_{URD,NT,t-2}$	<u>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</u>
$r_{URD,NT,t-2}$	<u>Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT, em percentagem</u>

Artigo 121.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:

$$\tilde{R}_{URD,BT,t}^D = FC_{URD,BT,t} + \sum_i (VC_{iURD,BT,t} \times \tilde{DC}_{iURD,BT,t}) - RPart_{URD,BT,t} + \tilde{RCr}_{URD,BT,t} + Z_{URD,BT,t} - \Delta R_{URD,BT,t-2}^D \quad (67)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,BT,t}^D$	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
$VC_{iURD,BT,t}$	Componente variável unitária i dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, no ano t
$\tilde{DC}_{iURD,BT,t}$	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
$\tilde{RCr}_{URD,BT,t}$	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
$\Delta R_{URD,BT,t-2}^D$	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 ( $FC_{URD,BT,1}$ ) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{URD,BT,t} = \begin{cases} FC_{URD,BT,1} & \\ FC_{URD,BT,t-1} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{URD,BT}}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (68)$$

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 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 ( $VC_{iURD,BT,1}$ ) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{iURD,BT,t} = \begin{cases} VC_{iURD,BT,1} & \\ VC_{iURD,BT,t-1} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{URD,P,BT}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (69)$$

em que:

$VC_{iURD,BT,1}$	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
$VC_{iURD,BT,t-1}$	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 ~~( 68 )~~ e ~~( 69 )~~ 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:

$$RPart_{URD,BT,t} = \begin{cases} 0 & \text{para } t=1 \\ \frac{DIF_{URD,BT,PRant}}{N-1} & \text{para } t=2 \\ \frac{DIF_{URD,BT,PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t \leq N} \left( 1 + \frac{i_{a-1}^E + \delta_{a-1}}{100} \right) & \text{para } t \geq 3 \end{cases} \quad (70)$$

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
$i_{a-1}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação
$\delta_{a-1}$	<i>Spread</i> , 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:

$$DIF_{URD,BT,PRant} = \begin{cases} 0, & \text{se } -\delta_{URD,BT}^{MOD} \leq \Delta RoR_{URD,BT,PRant} \leq \delta_{URD,BT}^{MOD} \\ DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD}, & \text{se } -\delta_{URD,BT}^{EXT} \leq \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta_{URD,BT}^{MOD} \\ & \text{ou } \delta_{URD,BT}^{MOD} < \Delta RoR_{URD,BT,PRant} \leq \delta_{URD,BT}^{EXT} \\ DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD} + DIF_{URD,BT,PRant}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta_{URD,BT}^{EXT} \text{ ou } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} > \delta_{URD,BT}^{EXT} \end{cases} \quad (71)$$

$$\Delta RoR_{URD,BT,PRant} = RoR_{TOTEX,URD,BT,PRant} - r_{URD,BT,PRant} \quad (72)$$

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
$DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD}$	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
$DIF_{URD,BT,PRant}^{EXT}$	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
$\delta_{URD,BT}^{MOD}$	<i>Spread</i> , 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
$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , 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,  $DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD}$ , é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF_{URD,BT,PRant}^{MOD} = 0,5 \times \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ (Act_{URD,BT,k} \times DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{MOD}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (73)$$

$$\text{DIFRoR}_{\text{URD,BT,PRant}}^{\text{MOD}} = \begin{cases} \delta_{\text{URD,BT}}^{\text{MOD}} - \delta_{\text{URD,BT}}^{\text{EXT}}, & \text{se } \Delta\text{RoR}_{\text{URD,BT,PRant}} < -\delta_{\text{URD,BT}}^{\text{EXT}} \\ \Delta\text{RoR}_{\text{URD,BT,PRant}} + \delta_{\text{URD,BT}}^{\text{MOD}}, & \text{se } -\delta_{\text{URD,BT}}^{\text{EXT}} \leq \Delta\text{RoR}_{\text{URD,BT,PRant}} < -\delta_{\text{URD,BT}}^{\text{MOD}} \\ \Delta\text{RoR}_{\text{URD,BT,PRant}} - \delta_{\text{URD,BT}}^{\text{MOD}}, & \text{se } \delta_{\text{URD,BT}}^{\text{MOD}} < \Delta\text{RoR}_{\text{URD,BT,PRant}} \leq \delta_{\text{URD,BT}}^{\text{EXT}} \\ \delta_{\text{URD,BT}}^{\text{EXT}} - \delta_{\text{URD,BT}}^{\text{MOD}}, & \text{se } \Delta\text{RoR}_{\text{URD,BT,PRant}} > \delta_{\text{URD,BT}}^{\text{EXT}} \end{cases} \quad (74)$$

em que:

$k$	Ano a avaliar do período de regulação anterior
$N_{\text{PRant}}$	Número de anos do período de regulação anterior
$\text{Act}_{\text{URD,BT},k}$	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
$\text{DIFRoR}_{\text{URD,BT,PRant}}^{\text{MOD}}$	Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda moderada de rentabilidade
$\Delta\text{RoR}_{\text{URD,BT,PRant}}$	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
$\delta_{\text{URD,BT}}^{\text{MOD}}$	<i>Spread</i> , 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
$\delta_{\text{URD,BT}}^{\text{EXT}}$	<i>Spread</i> , 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
$i_a^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
$\delta_a$	<i>Spread</i> , em pontos percentuais, no ano a.

8 - O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade,  $\text{DIF}_{\text{URD,BT,PRant}}^{\text{EXT}}$ , é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF_{URD,BT,PRant}^{EXT} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ (Act_{URD,BT,k} \times DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{EXT}) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (75)$$

$$DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{EXT} = \begin{cases} \Delta RoR_{URD,BT,PRant} + \delta_{URD,BT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} < -\delta_{URD,BT}^{EXT} \\ \Delta RoR_{URD,BT,PRant} - \delta_{URD,BT}^{EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{URD,BT,PRant} > \delta_{URD,BT}^{EXT} \end{cases} \quad (76)$$

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
$DIFRoR_{URD,BT,PRant}^{EXT}$	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
$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	<i>Spread</i> , 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
$i_a^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a
$\delta_a$	<i>Spread</i> , 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 186.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:

$$\tilde{R}Cr_{URD,BT,t} = \tilde{R}C_{URD,BT,t} + \tilde{A}LS_{RC,BT,t}^D \quad (77)$$

em que:

- $\tilde{R}C_{URD,BT,t}$  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
- $\tilde{A}LS_{RC,BT,t}^D$  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 ( $\Delta R_{URD,BT,t-2}^D$ ) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{URD,BT,t-2}^D = \left[ Rf_{URD,BT,t-2}^D \left( R_{URD,BT,t-2}^D + IMDD_{URD,BT,t-2} + PP_{URD,BT,t-2} + TINS_{BT,t}^D - CQS_{URD,BT,t-2} \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (78)$$

em que:

$Rf_{URD,BT,t-2}^D$	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
$R_{URD,BT,t-2}^D$	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 <del>(67)</del> (67), com base nos valores verificados em t-2
$PP_{URD,BT,t-2}$	<del>Parcela alocada ao nível de tensão de BT, do incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção IX do presente capítulo</del>
$TINS_{BT,t}^D$	<del>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.</del>
$IMDD_{URD,BT,t-2}$	<del>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</del>
$CQS_{URD,BT,t-2}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço, para o nível de tensão de BT, nos termos estabelecidos no RQS
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

## Secção V

### Proveitos do comercializador de último recurso

#### Artigo 122.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:

$$\tilde{R}_{E,t}^{CR} = \tilde{C}EE_{CVEE,t}^{CR} + \tilde{C}f_{CVEE,t}^{CR} - \Delta \tilde{R}_{E,t-1}^{CR} - \Delta R_{E,t-2}^{CR} - \Delta TVCF_{E,t}^{CR} \quad (79)$$

em que:

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$	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
$\tilde{C}_{EE_{C_{VEE,t}}^{CR}}$	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{f_{C_{VEE,t}}^{CR}}$	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
$\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	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
$\Delta R_{E,t-2}^{CR}$	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
$\Delta TVCF_{E,t}^{CR}$	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:

$$\tilde{R}_{TE,t}^{CR} = \tilde{R}_{E,t}^{CR} + C_{C_{VEE,t}}^{Sust} \quad (80)$$

em que:

$\tilde{R}_{TE,t}^{CR}$	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
$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$	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

$C_{CVEE,t}^{Sust}$  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 ( $\tilde{C}_{CVEE,t}^{CR}$ ) previstos na expressão [\(79\)](#) ~~(79)~~ são dados por:

$$\tilde{C}_{CVEE,t}^{CR} = CEE_{Prazo,t}^{Ref} + \tilde{Pr}_t \times (\tilde{W}_{CVEE,t} - W_{CVEE_{Prazo,t}}^{Ref}) + \tilde{O}_{CVEE,t}^{CR} \quad (81)$$

em que:

$CEE_{Prazo,t}^{Ref}$  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

$\tilde{Pr}_t$  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

$W_{CVEE_{Prazo,t}}^{Ref}$  Quantidade de energia subjacente à definição do preço médio de referência, para fornecimento aos clientes do CUR no ano t

$\tilde{O}_{CVEE,t}^{CR}$  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 ( $CEE_{Prazo,t}^{Ref}$ ) definidos na expressão [\(81\)](#) ~~(81)~~ são dados por:

$$CEE_{Prazo,t}^{Ref} = Pr_{Prazo,t}^{Ref} \times W_{CVEE_{Prazo,t}}^{Ref} \quad (82)$$

em que:

$Pr_{Prazo,t}^{Ref}$  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 ( $Pr_{Prazo,t}^{Ref}$ ) que consta da expressão [\(81\)](#) ~~(81)~~ é dado por aplicação do mecanismo eficiente de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$Pr_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}} = \sum_i^n W_i \times Pr_i^{\text{Ref}} \times (1+\gamma) \quad (83)$$

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  $t$
- $Pr_i^{\text{Ref}}$  Preço médio da contratação  $i$  estabelecido nos termos da metodologia constante de regulamentação complementar publicado pela ERSE, para entregas no ano  $t$
- $\gamma$  Parâmetro que reflete o prémio de risco decorrente da parcela  $CEE_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}}$  da expressão ~~(81)~~ não ser ajustada.

6 - A proporção da quantidade de energia elétrica relativa à contratação  $i$  ( $W_i$ ) que consta da expressão ~~(81)~~ é calculada do seguinte modo:

$$W_i = \frac{WCV_{\text{Prazo},i}^{\text{Ref}}}{WCV_{\text{Prazo},t}^{\text{Ref}}} \quad (84)$$

em que:

- $WCV_{\text{Prazo},i}^{\text{Ref}}$  Quantidade de energia elétrica relativa à contratação  $i$ , adquirida nos termos da metodologia constante de regulamentação complementar a publicar pela ERSE.

7 - Os custos ( $\tilde{Cf}_{\text{CVEE},t}^{\text{CR}}$ ) previstos na expressão ~~(79)~~ são dados por:

$$\tilde{Cf}_{\text{CVEE},t}^{\text{CR}} = \tilde{Cf}_{\text{CVEE},t} + \tilde{A}mf_{\text{CVEE},t} + \tilde{A}ctf_{\text{CVEE},t} \times \frac{r_{\text{CVEE},t}^{\text{CR}}}{100} \quad (85)$$

em que:

- $\tilde{Cf}_{\text{CVEE},t}$  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  $t$

$\tilde{A}mf_{C_{VVEE,t}}$	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado compartilhado, afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstas para o ano t
$\tilde{A}ctf_{C_{VVEE,t}}$	Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e participações, 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
$r_{C_{VVEE,t}}^{CR}$	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 - O ajustamento  $(\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR})$  é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} = \left( \tilde{R}_{E,t-1}^{CR} - C_{C_{VVEE,t-1}}^{Sust} - \tilde{R}_{E,t-1}^{CR} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (86)$$

em que:

$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	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
$C_{C_{VVEE,t-1}}^{Sust}$	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
$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	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 <a href="#">(79)</a> <del>(79)</del>
$i_{t-1}^E$	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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

8 A – Nos casos em que o ajustamento  $(\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR})$ , 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 [\(79\)](#) ~~(79)~~, pode ser parcial ou nula, sendo esta decisão condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários nos anos t e t+1.

9 - O ajustamento ( $\Delta R_{E,t-2}^{CR}$ ) previsto na expressão ~~(79)~~ é dado por:

$$\Delta R_{E,t-2}^{CR} = \left[ (Rf_{E,t-2}^{CR} - C_{CVEE,t-2}^{Sust} - R_{E,t-2}^{CR}) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta R_{E,prov}^{CR} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (87)$$

em que:

$Rf_{E,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-2
$C_{CVEE,t-2}^{Sust}$	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
$R_{E,t-2}^{CR}$	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 <del>(79)</del>
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta R_{E,prov}^{CR}$	Valor do ajustamento provisório, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com <u>a expressão (86)</u> <del>(86)</del> <del>e n.º 8</del> , <del>repercutido incluído</del> nos proveitos regulados do ano em curso <u>conforme a decisão tomada nas tarifas do ano t-1 ao abrigo do número anterior como sendo o valor <math>(\Delta \tilde{R}_{E,t-1}^{CR})</math></u>
$i_{t-1}^E$	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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

10 - O desvio ( $\Delta TVCF_{E,t}^{CR}$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta TVCF_{E,t}^{CR} = \Delta_{t-2}^{TVCF} \quad (88)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{TVCF}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-2 a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 168.º.
-----------------------	--

Artigo 123.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:

$$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CR} \quad (89)$$

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 124.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 125.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:

$$\tilde{R}_{C,t}^{CR} = \tilde{R}_{C,NT,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,BTE,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,BTN,t}^{CR} - \tilde{E}xt_{CUR,t}^{TVCF} \quad (90)$$

em que:

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$	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 <del>(91)</del> , 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 <del>(91)</del> , 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 <del>(91)</del> , previstos para o ano t
$\tilde{Ext}_{CUR,t}^{TVCF}$	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:

$$\tilde{R}_C^{CR} = \sum_j \tilde{R}_{C,j,t}^{CR} = \sum_j \left( \tilde{Am}_{C,j,t} + \tilde{Act}_{C,j,t} \times \frac{r_{C,t}}{100} - \Delta \tilde{CC}_{t-1}^{C,j} + \tilde{C}_{C,j,t} + \tilde{D}_{C,j,t} + Z_{C,j,t} - \Delta R_{C,j,t-2}^{CR} \right) \quad (91)$$

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
$\tilde{R}_{C,j,t}^{CR}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão j, previstos para o ano t
$\tilde{Am}_{C,j,t}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t
$\tilde{Act}_{C,j,t}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{C,t}$	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
$\tilde{D}_{C,j,t}$	<u>Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, prevista para o ano t</u>
$\Delta\tilde{C}_{C,t-1}^{C,j}$	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 150.º
$Z_{C,j,t}$	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t
$\Delta R_{C,j,t-2}^{CR}$	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 124.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{C,j,t} = \begin{cases} F_{C,j,t} + \sum_i V_{C,i,j,t} \times \tilde{D}_{C,i,j,t} + O_{C,j,t} & t = 1 \\ F_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{C,F,j,t}}{100}\right) + \\ + \sum_i V_{C,i,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{C,V,j,t}}{100}\right) \times \tilde{D}_{C,i,j,t} + O_{C,j,t} & t > 1 \end{cases} \quad (92)$$

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.

4 A – Os custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos ( $\tilde{D}_{C,j,t}$ ) são determinados a partir da seguinte expressão, quando este diferencial se apresentar positivo:

$$\tilde{D}_{C,j,t} = (\tilde{R}E_{C,t} \times \alpha_t - \tilde{C}E_{C,t} \times PMP_t) \times (1+T) \times \frac{1}{365} \times \frac{r}{100} \quad (92 A)$$

sendo:

$$\alpha_t = \begin{cases} PMR_t & \text{se } 0 < \sigma_t \leq N \text{ dias} \\ 90 + PMP_t & \text{se } \sigma_t > N \text{ dias} \end{cases}$$

e

se  $\tilde{D}_{C,j,t} < 0$ , considerar-se-á  $\tilde{D}_{C,j,t} = 0$

em que:

$\tilde{R}E_{C,t}$  Rendimentos do Comercializador de Último Recurso, por aplicação da tarifa de comercialização

$\tilde{C}_{E_{C,t}}$	<u>Custos de exploração externos fornecidos por terceiros da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso, previstos para o ano t</u>
$I$	<u>Taxa de IVA aplicável</u>
$\sigma_t$	<u>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</u>
$r_t$	<u>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</u>
$N$	<u>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</u>
$PMR_t$	<u>Prazo médio de recebimento de clientes no ano t, em dias, da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso</u>
$PMP_t$	<u>Prazo médio de pagamento a fornecedores no ano t, em dias, da atividade de Comercialização do Comercializador de Último Recurso</u>

5 - O ajustamento ( $\Delta R_{C,j,t-2}^{CR}$ ) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{C,j,t-2}^{CR} = (Rf_{C,j,t-2}^{CR} + Ext_{CUR,j,t-2}^{TVCF} - R_{C,j,t-2}^{CR}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta \tilde{C}_{prov}^{C,j} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (93)$$

em que:

$Rf_{C,j,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão j, por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t-2
$Ext_{CUR,j,t-2}^{TVCF}$	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

$R_{C,j,t-2}^{CR}$	Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão j, calculados <u>através da expressão (91)</u> <del>(91)</del> , com base nos 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
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.
$\Delta\tilde{C}_{prov}^{C,j}$	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 $(\Delta\tilde{C}_{t-1}^{C,j})$ .

6 - 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:

$$\tilde{Ext}_{CUR,t}^{TVCF} = \sum_{j'} (\tilde{R}_{C,j',t}^{CR} - \tilde{R}_{C,j',t}^{CR} - C_{C,j',t}^{UGS}) \quad (94)$$

em que:

$\tilde{Ext}_{CUR,t}^{TVCF}$	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 <u>(91)</u> <del>(91)</del>

$\tilde{R}r_{C,j,t}^{CR}$	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 126.º.

#### Artigo 126.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 6 - do artigo anterior.

Secção VI

**Proveitos do agregador de último recurso**

Artigo 127.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:

$$\tilde{R}_{CVPRG,t}^{AUR} = \tilde{Dif}_{CVPRG,t}^{AUR} + \tilde{Cf}_{CVPRG,t}^{AUR} - \Delta\tilde{R}_{CVPRG,t-1}^{AUR} - \Delta R_{CVPRG,t-2}^{AUR} \quad (95)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVPRG,t}^{AUR}$  Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida previstos para o ano t

$\tilde{Dif}_{CVPRG,t}^{AUR}$  Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, nos termos previstos na legislação, previsto para o ano t

$\tilde{Cf}_{CVPRG,t}^{AUR}$  Custos de funcionamento da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida

$\Delta\tilde{R}_{CVPRG,t-1}^{AUR}$  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

$\Delta R_{CVPRG,t-2}^{AUR}$  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:

$$\tilde{Rr}_{CVPRG,t}^{AUR} = \tilde{R}_{CVPRG,t}^{AUR} + \tilde{ALS}_{CVPRG,t}^{AUR} \quad (96)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVPRG,t}^{AUR}$  Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida previstos para o ano t

$\tilde{A}LS_{CVPRG,t}^{AUR}$  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 ( $\tilde{D}ifC_{CVPRG,t}^{AUR}$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}ifC_{CVPRG,t}^{AUR} = \tilde{C}_{CVPRG,t}^{AUR} - \tilde{V}_{CVPRG,t}^{AUR} + \tilde{O}C_{CVPRG,t}^{AUR} \quad (97)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVPRG,t}^{AUR}$  Custos com aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, previstos para o ano t

$\tilde{V}_{CVPRG,t}^{AUR}$  Vendas da energia elétrica dos produtores com remuneração garantida, previstas para o ano t

$\tilde{O}C_{CVPRG,t}^{AUR}$  Outros custos relativos a produtores com remuneração garantida, previstos para o ano t

4 - Os custos de funcionamento ( $\tilde{C}f_{CVPRG,t}^{AUR}$ ) previstos na expressão ~~(95)~~ são dados por:

$$\tilde{C}f_{CVPRG,t}^{AUR} = \tilde{C}E_{CVPRG,t}^{AUR} + \tilde{A}m_{CVPRG,t}^{AUR} + \tilde{A}ct_{CVPRG,t}^{AUR} \times \frac{r_{CVPRG,t}^{AUR}}{100} \quad (98)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVPRG,t}^{AUR}$	Custos de exploração afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_{CVPRG,t}^{AUR}$	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado compartilhado, afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{CVPRG,t}^{AUR}$	Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e participações, 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
$r_{CVPRG,t}^{AUR}$	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 - O ajustamento  $(\Delta\tilde{R}_{CVPRG,t-1}^{AUR})$  é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{CVPRG,t-1}^{AUR} = (\tilde{R}f_{CVPRG,t-1}^{AUR} - \tilde{R}r_{CVPRG,t-1}^{AUR}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (99)$$

em que:

$\tilde{R}f_{CVPRG,t-1}^{AUR}$	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
$\tilde{R}r_{CVPRG,t-1}^{AUR}$	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 <del>(96)</del>
$i_{t-1}^E$	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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

5 A – Nos casos em que o ajustamento  $(\Delta\tilde{R}_{CVPRG,t-1}^{AUR})$ , 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 ~~(95)~~, pode ser parcial ou nula, sendo esta decisão condicionada à análise prévia dos seus impactes tarifários nos anos t e t+1.

6 - O ajustamento  $(\Delta R_{CVPRG,t-2}^{AUR})$  é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta R_{CVPRG,t-2}^{AUR} = \left[ (Rf_{CVPRG,t-2}^{AUR} - Rr_{CVPRG,t-2}^{AUR}) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta R_{CVPRG,prov}^{AUR} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (100)$$

em que:

$Rf_{CVPRG,t-2}^{AUR}$	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
$Rr_{CVPRG,t-2}^{AUR}$	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 <a href="#">(96)</a> <del>(96)</del>
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta R_{CVPRG,prov}^{AUR}$	Valor do ajustamento provisório, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com <del>o número anterior a expressão (99) (99), repercutido incluído</del> nos proveitos regulados do ano em curso <u>conforme a decisão tomada nas tarifas do ano t-1 ao abrigo do número anterior como sendo o valor <math>(\tilde{\Delta R}_{CVPRG,t-1}^{AUR})</math></u>
$i_{t-1}^E$	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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

#### Artigo 128.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:

$$\tilde{R}_{CVPREAC,t}^{AUR} = \tilde{D}if_{CVPREAC,t}^{AUR} + \tilde{C}f_{CVPREAC,t}^{AUR} - \tilde{\Delta R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR} - \Delta R_{CVPREAC,t-2}^{AUR} \quad (101)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVPREAC,t}^{AUR}$	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
$\tilde{Dif}_{CVPREAC,t}^{AUR}$	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
$\tilde{C}_{CVPREAC,t}^{AUR}$	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo
$\Delta\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR}$	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
$\Delta R_{CVPREAC,t-2}^{AUR}$	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 ( $\tilde{Dif}_{CVPREAC,t}^{AUR}$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{Dif}_{CVPREAC,t}^{AUR} = \tilde{C}_{CVPREAC,t}^{AUR} - \tilde{V}_{CVPREAC,t}^{AUR} + \tilde{O}_{CVPREAC,t}^{AUR} \quad (102)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVPREAC,t}^{AUR}$	Custos com aquisição de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, previstos para o ano t
$\tilde{V}_{CVPREAC,t}^{AUR}$	Receitas das vendas de energia elétrica de produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, previstas para o ano t
$\tilde{O}_{CVPREAC,t}^{AUR}$	Outros custos relativos a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previstos para o ano t

3 - Os custos de funcionamento ( $\tilde{C}_{CVPREAC,t}^{AUR}$ ) previstos na expressão ~~(101)~~ são dados por:

$$\tilde{C}_{CVPREAC,t}^{AUR} = \tilde{C}_{CVPREAC,t}^{AUR} + \tilde{A}_{m,CVPREAC,t}^{AUR} + \tilde{A}_{ct,CVPREAC,t}^{AUR} \times \frac{r_{CVPREAC,t}^{AUR}}{100} \quad (103)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVPREAC,t}^{AUR}$	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
-------------------------------	---

$\tilde{A}m_{CVPREAC,t}^{AUR}$	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado compartilhado, 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
$\tilde{A}ct_{CVPREAC,t}^{AUR}$	Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e participações, 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
$r_{CVPREAC,t}^{AUR}$	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 ( $\Delta\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR}$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR} = \left( \tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR} - \tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (104)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR}$	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
$\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR}$	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 <a href="#">(101)</a> <del>(101)</del>
$i_{t-1}^E$	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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

5 - O ajustamento ( $\Delta R_{CVPREAC,t-2}^{AUR}$ ) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta R_{CVPREAC,t-2}^{AUR} = \left[ \left( R_{CVPREAC,t-2}^{AUR} - R_{CVPREAC,t-2}^{AUR} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta R_{CVPREAC,prov}^{AUR} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (105)$$

em que:

$Rf_{CVPREAC,t-2}^{AUR}$	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
$R_{CVPREAC,t-2}^{AUR}$	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 $(101) - (101)$
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta R_{CVPREAC,prov}^{AUR}$	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 $(\tilde{\Delta R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR})$
$i_{t-1}^E$	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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

## Secção VII

### Proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAA

#### Artigo 129.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:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{AGS} = & \tilde{C}_{SPA,t}^{AGS} + \tilde{C}_{SIA,t}^{AGS} + \tilde{A}m_t^{AGS} + \tilde{A}ct_t^{AGS} \times \frac{r_t^{AGS}}{100} - \Delta \tilde{C}_{t-1}^{AGS} + \tilde{C}_t^{AGS} + \tilde{C}mnt_t^{AGS} + \tilde{C}omb_t^{AGS} + \\ & + \tilde{L}ubr_t^{AGS} + \tilde{O}_t^{AGS} + Z_t^{AGS} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{t-1}^{AGS} - \Delta R_{t-2}^{AGS} \end{aligned} \quad (106)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , previstos para o ano t
$\tilde{C}_{SPA,t}^{AGS}$	Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAA, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{SIA,t}^{AGS}$	Custos aceites com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_t^{AGS}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_t^{AGS}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_t^{AGS}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
<del><math>\tilde{A}CC_{t-1}^{AGS}</math></del>	<del>Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 150.º</del>
$\tilde{C}_t^{AGS}$	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$\tilde{C}mnt_t^{AGS}$	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> aceites pela ERSE, previsto para o ano t
$\tilde{C}omb_t^{AGS}$	Custos com os combustíveis, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
$\tilde{L}ubr_t^{AGS}$	Custos com lubrificantes e outros fluídos, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
$\tilde{O}_t^{AGS}$	Outros custos, nomeadamente os relacionados com a aquisição de licenças de CO <sub>2</sub> , aceites pela ERSE, no ano t
$Z_t^{AGS}$	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 <u>da RAA</u> , 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta R_{t-1}^{AGS}$	<u>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</u>
$\Delta R_{t-2}^{AGS}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , 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:

$$\tilde{R}_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{AGS} - \tilde{R}_{t, \text{social}, t}^{RAA} \quad (107)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{AGS}$	Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, previstos para o ano t
$\tilde{R}_t^{AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{t, \text{social}, t}^{RAA}$	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 131.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 ( $\tilde{C}_t^{AGS}$ ) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_t^{AGS} = \begin{cases} FC_t^{AGS} + \sum_i VC_{it}^{AGS} \times \tilde{DC}_{it}^{AGS} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{AGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{AGS}}{100}\right) + \sum_i VC_{it-1}^{AGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{AGS}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{it}^{AGS} & t > 1 \end{cases} \quad (108)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
i	Indutor de custo
$FC_t^{AGS}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , no ano t
$VC_{it}^{AGS}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , no ano t
$\tilde{DC}_{it}^{AGS}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1
$X_{FC}^{AGS}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , em percentagem

$\chi_{VC_i}^{AGS}$

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 ( $\tilde{\text{Comb}}_t^{AGS}$ ) são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 130.º

8 A – O ajustamento ( $\Delta\tilde{R}_{t-1}^{AGS}$ ) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{t-1}^{AGS} = \left[ R_{t-1}^{AGS} - \left( R_{t-1}^{AGS} - \Delta_{t-1}^{TVCF A} \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (108 A)$$

em que:

$R_{t-1}^{AGS}$

Valor dos proveitos a 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

$R_{t-1}^{AGS}$

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 ~~(127)~~, com base em valores verificados em t-1

$\Delta_{t-1}^{TVCF A}$

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 171.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

$\delta_{t-1}$

Spread no ano t-1, em pontos percentuais

9 - O ajustamento ( $\Delta R_{t-2}^{AGS}$ ) previsto na expressão ~~(106)~~ é dado por:

Formatou: Port

$$\Delta R_{t-2}^{AGS} = \left[ RR_{t-2}^{AGS} + SA_{t-2}^{AGS} + SRAA_{t-2}^{AGS} - \left( R_{t-2}^{AGS} - \Delta_{t-2}^{TVCFA} \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \Delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \Delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta \tilde{R}_{PROV}^{AGS} \tilde{ACC}_{PROV}^{AGS} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \Delta_{t-1}}{100} \right) \quad (109)$$

em que:

$R_{t-2}^{AGS}$	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 134.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
$R_{t-2}^{AGS}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão <u>( 106 )</u> <del>(106)</del> , com base em valores verificados em t-2
$\Delta_{t-2}^{TVCFA}$	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 171.º
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta \tilde{R}_{PROV}^{AGS}$	<u>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 ( 108 A )</u>

$\tilde{\Delta CC}_{prov}^{AAGS}$

~~Valor do mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor  $(\tilde{\Delta CC}_{t-1}^{AAGS})$ .~~

### Artigo 130.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:

$$\tilde{\text{Comb}}_t^{AAGS} = \sum_c \sum_k \tilde{\text{Comb}}_{c,t}^{\text{ref}} \times \tilde{\text{QComb}}_{c,k,t}^A + \sum_c \tilde{C}_{c,k,t}^A + \sum_c \tilde{A}_{c,k,t}^A \quad (110)$$

em que:

$\tilde{\text{Comb}}_t^{AAGS}$  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

$\tilde{\text{Comb}}_{c,t}^{\text{ref}}$  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

$\tilde{\text{QComb}}_{c,k,t}^A$  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

$\tilde{C}_{c,k,t}^A$  Custos eficientes com a descarga, ~~armazenamento,~~ transporte e comercialização do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, até às centrais da ilha k, ~~previsto para~~ o ano t.

$\tilde{A}_{c,k,t}^A$

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, ~~armazenamento,~~ transporte e comercialização do combustível c são fixados para o primeiro ano do período de regulação ( $\tilde{C}_{c,k,1}^A$ ) e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{c,k,t}^A = \begin{cases} \tilde{C}_{c,k,1}^A \\ \tilde{C}_{c,k,t-1}^A \times (1-t_{c,t}^A) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (111)$$

em que:

$t_{c,t}^A$  Fator de eficiência associado aos custos com a descarga, ~~armazenamento,~~ transporte e comercialização do combustível c na Região Autónoma dos Açores, no ano t.

3 - Os custos aceites com o armazenamento do combustível c ( $\tilde{A}_{c,k,t}^A$ ) 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.

$$\tilde{A}_{c,k,t}^A = \left\{ \tilde{A}_{c,k,t}^{AGS} + \tilde{A}ct_{c,k,t}^{AGS} \times \frac{r_t^{AGS}}{100} + \tilde{C}_{c,k,t}^{AGS} \right\} \quad (111A)$$

em que:

$\tilde{A}_{c,k,t}^{AGS}$  Amortizações do ativo afeto às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, líquidas das amortizações e participações, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{c,k,t}^{AGS}$  Valor médio do ativo afeto às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r_t^{AGS}$  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

$\tilde{C}_{c,k,t}^{AGS}$  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.

3-5 - Os custos aceites com o armazenamento do combustível podem, em alternativa ao cálculo efetuado por aplicação das alíneas 2B e 2C, ser um valor considerado eficiente, por resultar de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios.

### Artigo 131.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:

$$\tilde{R}_{t,\text{social},t}^{\text{RAA}} = \tilde{S}_{\text{soc}_{\text{Pol},t}}^{\text{RAA}} - \Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}} - \Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}} \quad (112)$$

em que:

$\tilde{R}_{t,\text{social},t}^{\text{RAA}}$	Montante a transferir pelo operador da rede de transporte do Continente para financiamento dos custos com a tarifa social, previsto para o ano t
$\tilde{S}_{\text{soc}_{\text{Pol},t}}^{\text{RAA}}$	Desconto decorrente da aplicação da tarifa social na RAA, previstos para o ano t
$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$	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
$\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}}$	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 ( $\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}} = [R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}} - R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (113)$$

em que:

$R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$	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
$R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$	Desconto relativo à tarifa social previsto conceder pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA no 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

6 - O ajustamento ( $\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}}$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}} = \left[ (R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}} - R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}}) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (114)$$

em que:

$R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}}$	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
$R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAA}}$	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA 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
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAA}}$	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
$i_{t-1}^E$	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

$\delta_{t-1}$  Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 132.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia elétrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{A^D} = \sum_j \left( \tilde{A}m_{j,t}^{A^D} + \tilde{A}ct_{j,t}^{A^D} \times \frac{r_{t-1}^{A^D}}{100} - \tilde{\Delta}CC_{j,t-1}^{A^D} - \tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{A^D} + \tilde{C}_{j,t}^{A^D} + FC^{A^D}_{j,t} + \sum_i (VC^{A^D}_{i,j,t} \times \tilde{D}C^{A^D}_{i,j,t}) - RPart^{A^D}_{j,t} + Z_{j,t}^{A^D} \times \left( 1 + \frac{r_{t-1}^{A^D} + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{j,t-2}^{A^D} \right) \quad (115)$$

em que:

$\tilde{R}_{j,t}^{A^D}$  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, líquidas das amortizações dos ativos participados, 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, por nível de tensão j, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{t-1}^{A^D}$  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

$\tilde{\Delta}CC_{j,t-1}^{A^D}$  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 150.º

$\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{A^D}$  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

$C_{j,t}^{A,B}$	<del>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</del>
$FC_{j,t}^{A,D}$	<u>Componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, no ano t</u>
$i$	<u>Indutor de custo</u>
$VC_{j,t}^{A,D}$	<u>Componente variável unitária i dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, no ano t</u>
$\tilde{DC}_{j,t}^{A,D}$	<u>Valor previsto para o indutor de custos i afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, do ano t</u>
$RPart_{j,t}^{A,D}$	<u>Valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, ocorridas no período de regulação anterior</u>
$Z_{j,t}^{A,D}$	<u>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</u>
$i_{t-1}^E$	<del>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</del>
$\delta_{t-1}$	<del>Spread no ano t-1, em pontos percentuais</del>
$\Delta R_{j,t-2}^{A,D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

1 A – A componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros  $(FC_{j,1}^{A,D})$  evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{j,t}^{A,D} = \begin{cases} FC_{j,1}^{A,D} \\ FC_{j,t-1}^{A,D} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{j,t-1}^{A,D}}}{100} \right) \text{ para } t > 1 \end{cases} \quad (115 A)$$

em que:

$FC_{j,1}^{AD}$  Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, no primeiro ano de aplicação de parâmetros

$j$  Níveis de tensão AT/MT e BT

$FC_{j,t-1}^{AD}$  Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, no ano t-1

$IPIB_{t-1}$  Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1.

$X_{FC_{j,1}^{AD}}$  Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, em percentagem.

1 B – A componente variável i unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ( $VC_{i,j,1}^{AD}$ ) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{i,j,t}^{AD} = \begin{cases} VC_{i,j,1}^{AD} \\ VC_{i,j,t-1}^{AD} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_{i,j,1}^{AD}}}{100} \right) \text{ para } t > 1 \end{cases} \quad (115 B)$$

em que:

$VC_{i,j,1}^{AD}$  Componente variável unitária i dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, no primeiro ano de aplicação de parâmetros

$VC_{i,j,t-1}^{AD}$  Componente variável unitária i dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, no ano t-1

$IPIB_{t-1}$  Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1

$X_{VC_{i,j,1}^{AD}}$  Parâmetro associado à componente variável dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, em percentagem.

~~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 RAA.~~

3 - A parcela a deduzir ao CAPEX ( $\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{A,D}$ ) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{A,D} = \sum_i \tilde{\text{ActNAceite}}_{A_{ep,j,t}^{A,D}} \times \frac{r_{ep,t}^{A,D}}{100} \times (1-G) \times k_{j,t}^{A,D} \quad (116)$$

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:

$\tilde{\text{ActNAceite}}_{A_{ep,j,t}^{A,D}}$  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 participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano  $t$

$r_{ep,t}^{A,D}$  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

$k_{j,t}^{A,D}$  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 ( $\tilde{C}_{j,t}^{A,D}$ ) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{A,D} = \left( \begin{aligned} &FC_{j,t}^{A,D} + \sum_i VC_{j,t}^{A,D} \times \tilde{DC}_{j,t}^{A,D} \\ &FC_{j,t-1}^{A,D} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{FC,j}^{A,D}}{100} \right) + \\ &+ \sum_i VC_{j,t-1}^{A,D} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{VC,j}^{A,D}}{100} \right) \times \tilde{DC}_{j,t}^{A,D} \end{aligned} \right) \quad (117)$$

em que:

$t$  Ano de aplicação dos parâmetros, sendo  $t=1$  o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados

<del><math>i</math></del>	<del>Indutor de custo</del>
<del><math>j</math></del>	<del>Níveis de tensão AT/MT e BT</del>
<del><math>FC_{j,t}^{A,D}</math></del>	<del>Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, no ano <math>t</math></del>
<del><math>VC_{i,t}^{A,D}</math></del>	<del>Componente variável unitária <math>i</math> dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, no ano <math>t</math></del>
<del><math>\tilde{DC}_{i,t}^{A,D}</math></del>	<del>Valor previsto para o indutor <math>i</math> de custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, no ano <math>t</math></del>
<del><math>IPIB_{t,t}</math></del>	<del>Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano <math>t-1</math></del>
<del><math>X_{FC,j}^{A,D}</math></del>	<del>Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, em percentagem</del>
<del><math>X_{VC,i}^{A,D}</math></del>	<del>Parâmetro associado à componente variável <math>i</math> dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, em percentagem.</del>

4 A – O valor a recuperar no ano  $t$  decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão  $j$ , ocorridas no período de regulação anterior,  $RPart^{A,D}_{j,t}$ , é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$RPart^{A,D}_{j,t} = \begin{cases} 0 & \text{para } t=1 \\ \frac{DIF^{A,D}_{j, PRant}}{N-1} & \text{para } t=2 \\ \frac{DIF^{A,D}_{j, PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t \leq N} \left( 1 + \frac{i_{a-1}^E + \delta_{a-1}}{100} \right) & \text{para } t \geq 3 \end{cases} \quad (117 A)$$

em que:

<del><math>t</math></del>	<del>Ano do período de regulação</del>
<del><math>N</math></del>	<del>Número de anos do período de regulação</del>
<del><math>DIF^{A,D}_{j, PRant}</math></del>	<del>Diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão <math>j</math>, 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</del>

$i_{a-1}^E$  Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação

$\delta_{a-1}$  Spread, em pontos percentuais, no ano a-1 do período de regulação.

4 B – O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão  $j$  a partilhar,  $DIF_{j, PRant}^{AD}$ , é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF_{j, PRant}^{AD} = \begin{cases} 0, & \text{se } -\delta_j^{AD,MOD} \leq \Delta RoR_{j, PRant}^{AD} \leq \delta_j^{AD,MOD} \\ DIF_{j, PRant}^{AD,MOD}, & \\ \text{se } -\delta_j^{AD,EXT} \leq \Delta RoR_{j, PRant}^{AD} < -\delta_j^{AD,MOD} \\ \text{ou } \delta_j^{AD,MOD} < \Delta RoR_{j, PRant}^{AD} \leq \delta_j^{AD,EXT} \\ DIF_{j, PRant}^{AD,MOD} + DIF_{j, PRant}^{AD,EXT}, & \\ \text{se } \Delta RoR_{j, PRant}^{AD} < -\delta_j^{AD,EXT} \text{ ou } \Delta RoR_{j, PRant}^{AD} > \delta_j^{AD,EXT} \end{cases} \quad (117 B)$$

$$\Delta RoR_{j, PRant}^{AD} = RoR_{TOTEX, j, PRant}^{AD} - r_{PRant}^{AD} \quad (117 C)$$

em que:

$\Delta RoR_{j, PRant}^{AD}$  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

$RoR_{TOTEX, j, PRant}^{AD}$  Rentabilidade operacional regulatória média da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, para o nível de tensão  $j$ , 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

$r_{PRant}^{AD}$  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 da RAA, no período de regulação anterior, em percentagem

$DIFA_{j,PRant}^{A^D MOD}$

Diferencial de ganhos ou perdas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, para o nível de tensão j, ocorridas no período de regulação anterior, a partilhar na banda moderada de rentabilidade

$DIFA_{j,PRant}^{A^D EXT}$

Diferencial de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, para o nível de tensão j, ocorridas no período de regulação anterior, partilhar na banda extrema de rentabilidade

$\delta_j^{A^D MOD}$

Spread, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, para o nível de tensão j

$\delta_j^{A^D EXT}$

Spread, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, para o nível de tensão j.

4 C – O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda moderada de rentabilidade, por nível de tensão j,  $DIFA_{j,PRant}^{A^D MOD}$ , é obtido através da seguinte expressão:

$$DIFA_{j,PRant}^{A^D MOD} = 0,5 \times \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ \left( Act_{j,k}^{A^D} \times DIFRoR_{j,PRant}^{A^D MOD} \right) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{j_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (117 D)$$

$$DIFRoR_{j,PRant}^{A^D MOD} = \begin{cases} \delta_j^{A^D MOD} - \delta_j^{A^D EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{j,PRant}^{A^D} < -\delta_j^{A^D EXT} \\ \Delta RoR_{j,PRant}^{A^D} + \delta_j^{A^D MOD}, & \text{se } -\delta_j^{A^D EXT} \leq \Delta RoR_{j,PRant}^{A^D} < -\delta_j^{A^D MOD} \\ \Delta RoR_{j,PRant}^{A^D} - \delta_j^{A^D MOD}, & \text{se } \delta_j^{A^D MOD} < \Delta RoR_{j,PRant}^{A^D} \leq \delta_j^{A^D EXT} \\ \delta_j^{A^D EXT} - \delta_j^{A^D MOD}, & \text{se } \Delta RoR_{j,PRant}^{A^D} > \delta_j^{A^D EXT} \end{cases} \quad (117 E)$$

em que:

$k$

Ano a avaliar do período de regulação anterior

$N_{PRant}$

Número de anos do período de regulação anterior

$Act^{AD}_{j,k}$	<u>Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, para o nível de tensão j, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano</u>
$DIFRoR^{AD,MOD}_{j,PRant}$	<u>Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda moderada de rentabilidade</u>
$\Delta RoR^{AD}_{j,PRant}$	<u>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</u>
$\delta^{AD,MOD}_j$	<u>Spread, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, para o nível de tensão j</u>
$\delta^{AD,EXT}_j$	<u>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 j</u>
$i^E_a$	<u>Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a</u>
$\delta_a$	<u>Spread, em pontos percentuais, no ano a.</u>

4 D – O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade,

$DIF^{AD,EXT}_{j,PRant}$  é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF^{AD,EXT}_{j,PRant} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ \left( Act^{AD}_{j,k} \times DIFRoR^{AD,EXT}_{j,PRant} \right) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{i^E_a + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (117 F)$$

$$DIFRoR^{AD,EXT}_{j,PRant} = \begin{cases} \Delta RoR^{AD}_{j,PRant} + \delta^{AD,EXT}_j, & \text{se } \Delta RoR^{AD}_{j,PRant} < -\delta^{AD,EXT}_j \\ \Delta RoR^{AD}_{j,PRant} - \delta^{AD,EXT}_j, & \text{se } \Delta RoR^{AD}_{j,PRant} > \delta^{AD,EXT}_j \end{cases} \quad (117 G)$$

em que:

$k$	<u>Ano a avaliar do período de regulação anterior</u>
$N_{PRant}$	<u>Número de anos do período de regulação anterior</u>
$Act^{AD}_{j,k}$	<u>Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, para o nível de tensão j, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano</u>

$DIFRoR_{j,PRant}^{A^D,EXT}$	<u>Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda extrema de rentabilidade</u>
$\Delta RoR_{j,PRant}^{A^D}$	<u>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</u>
$\delta_j^{A^D,EXT}$	<u>Spread, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, para o nível de tensão j</u>
$i_{ta}^E$	<u>Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a</u>
$\delta_a$	<u>Spread, em pontos percentuais, no ano a.</u>

5 - O ajustamento ( $\Delta R_{j,t-2}^{A^D}$ ) previsto na expressão ( 115 ) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{A^D} = (Rr_{j,t-2}^{A^D} + SA_{j,t-2}^D + SRAA_{j,t-2}^D - R_{j,t-2}^{A^D} - TINS_{BT,t}^{A^D} + CQS_{j,t-2}^{A^D}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) - \tilde{\Delta CC}_{j,prev}^{A^D} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (118)$$

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 134.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 <del>( 115 )</del> <del>(-115-)</del> , com base em valores verificados em t-2

$TINS_{BT,t}^{AD}$	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
$CQS_{j,t-2}^{AD}$	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
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.
$\tilde{\Delta CC}_{j,t-1}^{AD}$	<del>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 <math>(\tilde{\Delta CC}_{j,t-1}^{AD})</math>.</del>

Artigo 133.º

Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{AC} = \sum_j \left( \tilde{A}m_{j,t}^{AC} + \tilde{A}ct_{j,t}^{AC} \times \frac{r_t^{AC}}{100} - \tilde{\Delta CC}_{j,t-1}^{AC} + \tilde{C}_{j,t}^{AC} + Z_{j,t}^{AC} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{j,t-2}^{AC} \right) \quad (119)$$

em que:

j	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{A}m_{j,t}^{AC}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{A}_{j,t}^{AC}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , por nível de tensão j, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_t^A$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\Delta \tilde{C}_{j,t-1}^{AC}$	Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , por nível de tensão j, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 150.º
$\tilde{C}_{j,t}^A$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$Z_{j,t}^A$	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta R_{j,t-2}^A$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , 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 da RAA corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

3 - Os custos de exploração ( $\tilde{C}_{j,t}^A$ ) aceites pela ERSE são calculados tendo por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 124.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{AC} = \begin{cases} F_{j,t}^{AC} + \sum_i V_{i,j,t}^{AC} \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{AC} + O_{j,t}^{AC} & t = 1 \\ F_{j,t-1}^{AC} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{F_{j,t}}^{AC}}{100} \right) + \\ + \sum_i V_{i,j,t-1}^{AC} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{V_{i,j,t}}^{AC}}{100} \right) \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{AC} + O_{j,t}^{AC} & t > 1 \end{cases} \quad (120)$$

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 <u>da RAA</u> , por nível de tensão j, no ano t
$V_{i,j,t}^{AC}$	Componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{DC}_{i,j,t}^{AC}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , 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
$X_{F_{j,t}}^{AC}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$X_{V_{i,j,t}}^{AC}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$O_{j,t}^{AC}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , no ano t, por nível de tensão j.

4 - A rubrica relativa aos custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, 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 126.º, com as devidas adaptações ao caso da RAA.

5 - O ajustamento ( $\Delta R_{j,t-2}^{AC}$ ) previsto na expressão ~~(119)~~ é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{AC} = \left( Rr_{j,t-2}^{AC} + SA_{j,t-2}^C + SRAA_{j,t-2}^C - R_{j,t-2}^{AC} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta \tilde{C}_{j,prov}^{AC} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (121)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{AC}$	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 134.º
$SRAA_{j,t-2}^C$	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
$R_{j,t-2}^{AC}$	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 <del>(119)</del> , 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
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.
$\Delta \tilde{C}_{j,prov}^{AC}$	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 ( $\Delta \tilde{C}_{j,t-1}^{AC}$ ).

Artigo 134.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:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C \quad (122)$$

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
$\tilde{S}A_t^{AGS}$	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 ( $\tilde{S}A_t^{AGS}$ ), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^{AGS} = \tilde{R}r_t^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^A - \tilde{S}RAA_t^{AGS} \quad (123)$$

em que:

$\tilde{R}r_t^{AGS}$	Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAA</u> , previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão <a href="#">(106)</a> <del>(106)</del> do Artigo 129.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 ( $\tilde{S}A_t^D$ ), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^D = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^D = \sum_j (\tilde{R}_{j,t}^{AD} - \tilde{R}_{D,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^D) \quad (124)$$

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

$\tilde{R}_{j,t}^{AD}$  Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão [\(115\)](#) ~~(115)~~ do Artigo 132.º

$\tilde{R}_{D,j,t}^A$  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

$\tilde{S}RAA_{j,t}^D$  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, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

4 - O sobrecusto ( $\tilde{S}A_t^C$ ), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^C = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^C = \sum_j (\tilde{R}_{j,t}^{AC} - \tilde{R}_{C,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^C) \quad (125)$$

em que:

$\tilde{S}A_{j,t}^C$  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

$\tilde{R}_{j,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAA</u> , por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão <del>( 119 )</del> do Artigo 133.º
$\tilde{R}_{C,j,t}^A$	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
$\tilde{S}RAA_{j,t}^C$	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 135.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 ( $\tilde{R}AA_{Pol,t}$ ), no ano t, é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a empresa responsável pela rede elétrica na RAA, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{R}AA_{Pol,t} \quad (126)$$

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 VIII

### Proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAM

#### Artigo 136.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

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{MAGS} = & \tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS} + \tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS} + \tilde{A}m_t^{MAGS} + \tilde{A}ct_t^{MAGS} \times \frac{r_t^{MAGS}}{100} - \tilde{\Delta}CC_{t-1}^{MAGS} + \tilde{C}_t^{MAGS} + \tilde{C}mnt_t^{MAGS} + \\ & + \tilde{C}omb_t^{MAGS} + \tilde{O}_t^{MAGS} + Lubr_t^{MAGS} + Z_t^{MAGS} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta\tilde{R}_{t-1}^{MAGS} - \Delta R_{t-2}^{MAGS} \end{aligned} \quad (127)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{MAGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , previstos para o ano t
$\tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS}$	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, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS}$	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 <u>da RAM</u> , previstos para o ano t
$\tilde{A}m_t^{MAGS}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_t^{MAGS}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_t^{MAGS}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
<del><math>\tilde{\Delta}CC_{t-1}^{MAGS}</math></del>	<del>Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 150.º</del>
$\tilde{C}_t^{MAGS}$	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$\tilde{C}mnt_t^{MAGS}$	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> aceites pela ERSE, previsto para o ano t

$\tilde{\text{Comb}}_t^{MAGS}$	Custos com os combustíveis, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
$\tilde{\text{Lubr}}_t^{MAGS}$	Custos com lubrificantes e outros fluídos, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
$\tilde{\text{O}}_t^{MAGS}$	Outros custos, nomeadamente os relacionados com a aquisição de licenças de CO <sub>2</sub> , aceites pela ERSE, no ano t
$Z_t^{MAGS}$	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 <u>da RAM</u> , 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta \tilde{R}_{t-1}^{MAGS}$	<u>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</u>
$\Delta R_{t-2}^{MAGS}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , 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:

$$\tilde{Rr}_t^{MAGS} = \tilde{R}_t^{MAGS} - \tilde{R}_{t,\text{social},t}^{RAM} \quad (128)$$

em que:

$\tilde{Rr}_t^{MAGS}$	Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previstos para o ano t
$\tilde{R}_t^{MAGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{t,\text{social},t}^{RAM}$	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 138.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 ( $\tilde{C}_t^{MAGS}$ ) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_t^{MAGS} = \begin{cases} FC_t^{MAGS} + \sum_i VC_i^{MAGS} \times \tilde{DC}_t^{MAGS} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{MAGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{MAGS}}{100}\right) + \\ + \sum_i VC_{i,t-1}^{MAGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{MAGS}}{100}\right) \times \tilde{DC}_t^{MAGS} & t > 1 \end{cases} \quad (129)$$

em que:

t	Ano de aplicação dos parâmetros, sendo t=1 o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados
l	Indutor de custo
$FC_t^{MAGS}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , no ano t
$VC_i^{MAGS}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , no ano t

$\tilde{D}C_t^{MAGS}$	Valor previsto para o indutor de custos $i$ de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , do ano $t$
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano $t-1$
$X_{FC}^{MAGS}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , em percentagem
$X_{VC_i}^{MAGS}$	Parâmetro associado à componente variável $i$ dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , em percentagem.

8 - Os custos dos combustíveis consumidos na produção de energia elétrica ( $\tilde{C}omb_t^{MAGS}$ ) são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 137.º

8 A – O ajustamento ( $\Delta\tilde{R}_{t-1}^{MAGS}$ ) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{t-1}^{MAGS} = \left[ \tilde{R}_{t-1}^{MAGS} - \left( R_{t-1}^{MAGS} - \Delta_{t-1}^{TVCFM} \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (129 A)$$

em que:

$\tilde{R}_{t-1}^{MAGS}$  Valor dos proveitos a 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  $t-1$

$R_{t-1}^{MAGS}$  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 ~~(127)~~, com base em valores verificados em  $t-1$

$\Delta_{t-1}^{TVCFM}$  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 174.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  $t-1$

Formatou: Port

$\delta_{t-1}$

*Spread* no ano t-1, em pontos percentuais

9 - O ajustamento ( $\Delta R_{t-2}^{MAGS}$ ) previsto na expressão ~~(127)~~ é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{MAGS} = \left[ R_{t-2}^{MAGS} + SM_{t-2}^{AGS} + SRAM_{t-2}^{AGS} - \left( R_{t-2}^{MAGS} - \Delta_{t-2}^{TVCFM} \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta \tilde{R}_{PROV}^{MAGS} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (130)$$

em que:

$R_{t-2}^{MAGS}$	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 141.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
$R_{t-2}^{MAGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão <del>(127)</del> , com base em valores verificados em t-2
$\Delta_{t-2}^{TVCFM}$	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 174.º
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Formatou: Port

Formatou: Port

$\Delta \tilde{R}_{PROV}^{MAGS}$

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 ( 129 A )

$\tilde{\Delta \tilde{C}}_{PROV}^{MAGS}$

~~Valor do mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e 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  $(\tilde{\Delta \tilde{C}}_{t-1}^{MAGS})$ .~~

### Artigo 137.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:

$$\tilde{\text{Comb}}_t^{MAGS} = \sum_c \sum_k \tilde{\text{Comb}}_{c,t}^{\text{ref}} \times \tilde{\text{QComb}}_{c,k,t}^M + \sum_c \tilde{C}_{c,k,t}^M + \sum_c \tilde{A}_{c,k,t}^M \quad (131)$$

em que,

$\tilde{\text{Comb}}_t^{MAGS}$	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
$\tilde{\text{Comb}}_{c,t}^{\text{ref}}$	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
$\tilde{\text{QComb}}_{c,k,t}^M$	Quantidade de combustível c a consumir na produção de energia elétrica no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , prevista para o ano t, na ilha k, em unidades físicas
$\tilde{C}_{c,k,t}^M$	Custos eficientes com a descarga, <del>armazenamento,</del> transporte e comercialização do combustível c previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , <del>até às</del> <u>centrais</u> da ilha k, <del>previstos para</del> o ano t.

$\tilde{A}_{c,k,t}^M$

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, ~~armazenamento~~, transporte e comercialização do combustível c são fixados para o primeiro ano do período de regulação ( $\tilde{C}_{c,k,1}^M$ ) e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{c,k,t}^M = \begin{cases} \tilde{C}_{c,k,1}^M & \\ \tilde{C}_{c,k,t-1}^M \times (1-\tau_{c,t}^M) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (132)$$

em que:

$\tau_{c,t}^M$

Fator de eficiência associado aos custos com a descarga, ~~armazenamento~~, transporte e comercialização do combustível c na Região Autónoma da Madeira, no ano t.

2A - Os custos aceites com o armazenamento do combustível c ( $\tilde{A}_{c,k,t}^M$ ) 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.

$$\tilde{A}_{c,k,t}^M = \left\{ \tilde{A}m_{c,k,t}^{MAGS} + \tilde{A}ct_{c,k,t}^{MAGS} \times \frac{r_t^{MAGS}}{100} + \tilde{C}_{c,k,t}^{MAGS} \right. \quad (132 A)$$

em que:

$\tilde{A}m_{c,k,t}^{MAGS}$

Amortizações do ativo afeto às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, líquidas das amortizações e participações, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{c,k,t}^{MAGS}$

Valor médio do ativo afeto às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$r_t^{MAGS}$

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

$\tilde{c}_{c,k,t}^{MAGS}$

Custos de exploração afetos às instalações de armazenamento do combustível c, na ilha k, previstos para o ano t

2B – 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.

2C – Os custos aceites com o armazenamento do combustível podem, em alternativa ao cálculo efetuado por aplicação das alíneas 2B e 2C, ser um valor considerado eficiente, por resultar de processos de seleção abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios.

### Artigo 138.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:

$$\tilde{R}_{t,\text{social},t}^{\text{RAM}} = \tilde{S}_{\text{soc}_{\text{Pol},t}}^{\text{RAM}} - \Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}} - \Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}} \quad (133)$$

em que:

$\tilde{R}_{t,\text{social},t}^{\text{RAM}}$  Montante a transferir pelo operador da rede de transporte do continente decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t

$\tilde{S}_{\text{soc}_{\text{Pol},t}}^{\text{RAM}}$  Desconto decorrente da aplicação da tarifa social, previstos para o ano t

$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$  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

$\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}}$  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 ( $\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}} = [R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}} - R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (134)$$

em que:

$R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$  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

$R_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$  Desconto relativo à tarifa social previsto conceder pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM no 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

$\delta_{t-1}$  *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

6 - O ajustamento ( $\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}}$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}} = \left[ (R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}} - R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}}) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}} \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (135)$$

em que:

$R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}}$  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

$R_{t,\text{social},t-2}^{\text{RAM}}$  Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM 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

$\delta_{t-2}$  *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta_{t,\text{social},t-1}^{\text{RAM}}$  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

- $i_{t-1}^E$  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
- $\delta_{t-1}$  *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 139.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:

$$\tilde{R}_t^{MD} = \sum_j \left( \tilde{A}m_{j,t}^{MB} + \tilde{A}ct_{j,t}^{MB} \times \frac{i_{t-1}^{MD}}{100} - \Delta \tilde{C}C_{j,t-1}^{MB} - \tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{MB} + \tilde{C}_{j,t}^{MB} + FC_{j,t}^{MD} + \sum_i (VC_{i,j,t}^{MD} \times \tilde{D}C_{i,j,t}^{MD}) - RPart_{j,t}^{MD} + Z_{j,t}^{MD} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{j,t-2}^{MD} \right) \quad (136)$$

em que:

- j Níveis de tensão AT/ MT e BT
- $\tilde{A}m_{j,t}^{MB}$  ~~Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t~~
- $\tilde{A}ct_{j,t}^{MB}$  ~~Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano~~
- $i_{t-1}^{MD}$  ~~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~~
- $\Delta \tilde{C}C_{j,t-1}^{MB}$  ~~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 150.º~~
- $\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{MB}$  ~~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~~

$C_{j,t}^{M^D}$	<u>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</u>
$FC_{j,t}^{M^D}$	<u>Componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, no ano t</u>
$i$	<u>Indutor de custo</u>
$VC_{i,j,t}^{M^D}$	<u>Componente variável unitária i dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, no ano t</u>
$\tilde{DC}_{i,j,t}^{M^D}$	<u>Valor previsto para o indutor de custos i afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, do ano t</u>
$RPart_{j,t}^{M^D}$	<u>Valor a recuperar no ano t decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, ocorridas no período de regulação anterior</u>
$Z_{j,t}^{M^D}$	<u>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</u>
$i_{t-1}^E$	<u>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</u>
$\delta_{t-1}$	<u>Spread no ano t-1, em pontos percentuais</u>
$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$	<u>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.</u>

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

1 A – A componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros  $(FC_{j,1}^{M^D})$  evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$FC_{j,t}^{M^D} = \begin{cases} FC_{j,1}^{M^D} \\ FC_{j,t-1}^{M^D} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC_{j,t-1}^{M^D}}}{100} \right) \text{ para } t > 1 \end{cases} \quad (136 A)$$

em que:

$FC_{j,1}^{M^D}$	<u>Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, no primeiro ano de aplicação de parâmetros</u>
$j$	<u>Níveis de tensão AT/MT e BT</u>
$FC_{j,t-1}^{M^D}$	<u>Componente fixa dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, no ano t-1</u>
$IPIB_{t-1}$	<u>Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1.</u>
$X_{FC_{j,1}^{M^D}}$	<u>Parâmetro associado à componente fixa dos custos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, em percentagem.</u>

1 B – A componente variável i unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, definida para o primeiro ano de aplicação de parâmetros ( $VC_{i,j,1}^{M^D}$ ) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$VC_{i,j,t}^{M^D} = \begin{cases} VC_{i,j,1}^{M^D} \\ VC_{i,j,t-1}^{M^D} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_{i,j,1}^{M^D}}}{100} \right) \text{ para } t > 1 \end{cases} \quad (136 B)$$

em que:

$VC_{i,j,1}^{M^D}$	<u>Componente variável unitária i dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, no primeiro ano de aplicação de parâmetros</u>
$VC_{i,j,t-1}^{M^D}$	<u>Componente variável unitária i dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, no ano t-1</u>
$IPIB_{t-1}$	<u>Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1</u>
$X_{VC_{i,j,1}^{M^D}}$	<u>Parâmetro associado à componente variável dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, em percentagem.</u>

~~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 ( $\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{M^B}$ ) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{D}_{CAPEX,j,t}^{M^B} = \sum_i \tilde{\text{ActNAceite}}_{M^B,j,t} \times \frac{r_{ep,t}^{M^B}}{100} \times (1-G) \times k_{j,t}^{M^B} \quad (137)$$

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:

$\tilde{\text{ActNAceite}}_{M^B,j,t}$  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 participações, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano  $t$

$r_{ep,t}^{M^B}$  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

$k_{j,t}^{M^B}$  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 ( $\tilde{C}_{j,t}^{M^B}$ ) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{M^B} = \left\{ \begin{array}{l} FC_{j,t}^{M^B} + \sum_i VC_{j,t}^{M^B} \times \tilde{DC}_{j,t}^{M^B} \\ FC_{j,t+1}^{M^B} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t+1} - X_{FC,j}^{M^B}}{100} \right) + \\ + \sum_i VC_{j,t+1}^{M^B} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t+1} - X_{VC,j}^{M^B}}{100} \right) \times \tilde{DC}_{j,t}^{M^B} \end{array} \right. \quad (138)$$

em que:

$t$  Ano de aplicação dos parâmetros, sendo  $t=1$  o primeiro ano de aplicação de novos parâmetros publicados

<del><math>i</math></del>	<del>Indutor de custo</del>
<del><math>j</math></del>	<del>Níveis de tensão AT/MT e BT</del>
<del><math>FC_{jt}^{M^D}</math></del>	<del>Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, no ano <math>t</math></del>
<del><math>VC_{it}^{M^D}</math></del>	<del>Componente variável unitária <math>i</math> dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, no ano <math>t</math></del>
<del><math>\tilde{D}C_{jt}^{M^D}</math></del>	<del>Valor previsto para o indutor de custos <math>i</math> de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, no ano <math>t</math></del>
<del><math>IPIB_{t-1}</math></del>	<del>Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano <math>t-1</math></del>
<del><math>X_{FC_{jt}^{M^D}}</math></del>	<del>Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, em percentagem</del>
<del><math>X_{VC_{it}^{M^D}}</math></del>	<del>Parâmetro associado à componente variável <math>i</math> dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão <math>j</math>, em percentagem.</del>

4 A – O valor a recuperar no ano  $t$  decorrente da partilha de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão  $j$ , ocorridas no período de regulação anterior,  $RPart^{M^D}_{j,t}$ , é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$RPart^{M^D}_{j,t} = \begin{cases} 0 & \text{para } t=1 \\ \frac{DIF^{M^D}_{j, PRant}}{N-1} & \text{para } t=2 \\ \frac{DIF^{M^D}_{j, PRant}}{N-1} \times \prod_{a=3}^{t \leq N} \left( 1 + \frac{i_{a-1}^E + \delta_{a-1}}{100} \right) & \text{para } t \geq 3 \end{cases} \quad (151 A)$$

em que:

<del><math>t</math></del>	<del>Ano do período de regulação</del>
<del><math>N</math></del>	<del>Número de anos do período de regulação</del>
<del><math>DIF^{M^D}_{j, PRant}</math></del>	<del>Diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão <math>j</math>, 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</del>

$i_{a-1}^E$  Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a-1 do período de regulação

$\delta_{a-1}$  Spread, em pontos percentuais, no ano a-1 do período de regulação.

4 B – O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão  $j$  a partilhar,  $DIF_{j, PRant}^{MD}$ , é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$DIF_{j, PRant}^{MD} = \begin{cases} 0, & \text{se } -\delta_j^{MDMOD} \leq \Delta RoR_{j, PRant}^{MD} \leq \delta_j^{MDMOD} \\ DIF_{j, PRant}^{MDMOD}, & \\ \text{se } -\delta_j^{MDEXT} \leq \Delta RoR_{j, PRant}^{MD} < -\delta_j^{MDMOD} \\ \text{ou } \delta_j^{MDMOD} < \Delta RoR_{j, PRant}^{MD} \leq \delta_j^{MDEXT} \\ DIF_{j, PRant}^{MDMOD} + DIF_{j, PRant}^{MDEXT}, & \\ \text{se } \Delta RoR_{j, PRant}^{MD} < -\delta_j^{MDEXT} \text{ ou } \Delta RoR_{j, PRant}^{MD} > \delta_j^{MDEXT} \end{cases} \quad (151 B)$$

$$\Delta RoR_{j, PRant}^{MD} = RoR_{TOTEX, j, PRant}^{MD} - r_{PRant}^{MD} \quad (151 C)$$

em que:

$\Delta RoR_{j, PRant}^{MD}$  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

$RoR_{TOTEX, j, PRant}^{MD}$  Rentabilidade operacional regulatória média da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão  $j$ , 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

$r_{PRant}^{MD}$  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 da RAM, no período de regulação anterior, em percentagem

$DIF_{j,PRant}^{MD,MOD}$  Diferencial de ganhos ou perdas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão j, ocorridas no período de regulação anterior, a partilhar na banda moderada de rentabilidade

$DIF_{j,PRant}^{MD,EXT}$  Diferencial de ganhos ou perdas da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão j, ocorridas no período de regulação anterior, partilhar na banda extrema de rentabilidade

$\delta_j^{MD,MOD}$  Spread, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão j

$\delta_j^{MD,EXT}$  Spread, em pontos percentuais, que define o limite inferior da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão j.

4 C – O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda moderada de rentabilidade, por nível de tensão j,  $DIF_{j,PRant}^{MD,MOD}$  é obtido através da seguinte expressão:

$$DIF_{j,PRant}^{MD,MOD} = 0,5 \times \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ \left( Act_{j,k}^{MD} \times DIFRoR_{j,PRant}^{MD,MOD} \right) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{j_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (151 D)$$

$$DIFRoR_{j,PRant}^{MD,MOD} = \begin{cases} \delta_j^{MD,MOD} - \delta_j^{MD,EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{j,PRant}^{MD} < -\delta_j^{MD,EXT} \\ \Delta RoR_{j,PRant}^{MD} + \delta_j^{MD,MOD}, & \text{se } -\delta_j^{MD,EXT} \leq \Delta RoR_{j,PRant}^{MD} < -\delta_j^{MD,MOD} \\ \Delta RoR_{j,PRant}^{MD} - \delta_j^{MD,MOD}, & \text{se } \delta_j^{MD,MOD} < \Delta RoR_{j,PRant}^{MD} \leq \delta_j^{MD,EXT} \\ \delta_j^{MD,EXT} - \delta_j^{MD,MOD}, & \text{se } \Delta RoR_{j,PRant}^{MD} > \delta_j^{MD,EXT} \end{cases} \quad (151 E)$$

em que:

$k$  Ano a avaliar do período de regulação anterior

$N_{PRant}$  Número de anos do período de regulação anterior

$Act_{j,k}^{M^D}$	<u>Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão j, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano</u>
$DIFRoR_{j,PRant}^{M^D MOD}$	<u>Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda moderada de rentabilidade</u>
$\Delta RoR_{j,PRant}^{M^D}$	<u>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</u>
$\delta_j^{M^D MOD}$	<u>Spread, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão j</u>
$\delta_j^{M^D EXT}$	<u>Spread, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão j</u>
$i_a^E$	<u>Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a</u>
$\delta_a$	<u>Spread, em pontos percentuais, no ano a.</u>

4 D – O diferencial de ganhos ou perdas a partilhar na banda extrema de rentabilidade,

$DIF_{j,PRant}^{M^D EXT}$  é obtido por aplicação na seguinte expressão:

$$DIF_{j,PRant}^{M^D EXT} = \sum_{k=1}^{N_{PRant}} \left[ \left( Act_{j,k}^{M^D} \times DIFRoR_{j,PRant}^{M^D EXT} \right) \times \prod_{a=k}^{N_{PRant}+1} \left( 1 + \frac{i_a^E + \delta_a}{100} \right) \right] \quad (151 F)$$

$$DIFRoR_{j,PRant}^{M^D EXT} = \begin{cases} \Delta RoR_{j,PRant}^{M^D} + \delta_j^{M^D EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{j,PRant}^{M^D} < -\delta_j^{M^D EXT} \\ \Delta RoR_{j,PRant}^{M^D} - \delta_j^{M^D EXT}, & \text{se } \Delta RoR_{j,PRant}^{M^D} > \delta_j^{M^D EXT} \end{cases} \quad (151 G)$$

em que:

$k$	<u>Ano a avaliar do período de regulação anterior</u>
$N_{PRant}$	<u>Número de anos do período de regulação anterior</u>
$Act_{j,k}^{M^D}$	<u>Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão j, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano</u>

$DIFRoR_{j,PRant}^{M^D EXT}$	<u>Desvio de rentabilidade que determina a partilha de ganhos ou perdas na banda extrema de rentabilidade</u>
$\Delta RoR_{j,PRant}^{M^D}$	<u>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</u>
$\delta_j^{M^D EXT}$	<u>Spread, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, para o nível de tensão j</u>
$i_{t,a}^E$	<u>Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários, no ano a</u>
$\delta_a$	<u>Spread, em pontos percentuais, no ano a.</u>

5 - O ajustamento ( $\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$ ) previsto na expressão ~~(136)~~(136) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{M^D} = \left( RR_{j,t-2}^{M^D} + SM_{j,t-2}^D + SRAM_{j,t-2}^D - R_{j,t-2}^{M^D} - TINS_{BT,t}^{M^D} + CQS_{j,t-2}^{M^D} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \Delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \Delta_{t-1}}{100} \right) \frac{\Delta \tilde{C}_{j,prev}^{M^D} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \Delta_{t-1}}{100} \right)}{\left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \Delta_{t-2}}{100} \right)} \quad (139)$$

em que:

$R_{j,t-2}^{M^D}$	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 141.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 <del>(136)</del> (136), 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.
$CQS_{j,t-2}^{M^D}$	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
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{C}C_{j,t-1}^{M^D}$

~~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  $(\Delta\tilde{C}C_{j,t-1}^{M^D})$ .~~

#### Artigo 140.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:

$$\tilde{R}_t^{M^C} = \sum_j \left( \tilde{A}m_{j,t}^{M^C} + \tilde{A}ct_{j,t}^{M^C} \times \frac{r_t^{M^C}}{100} - \Delta\tilde{C}C_{j,t-1}^{M^C} + \tilde{C}_{j,t}^{M^C} + Z_{j,t}^{M^C} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{j,t-2}^{M^C} \right) \quad (140)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^C}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , previstos para o ano t
j	Níveis de tensão AT/MT e BT
$\tilde{A}m_{j,t}^{M^C}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{A}_{j,t}^{MC}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , por nível de tensão j, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_t^{MC}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\Delta \tilde{C}_{j,t-1}^{MC}$	Mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , por nível de tensão j, referente ao ano t-1, determinado de acordo com o Artigo 150.º
$\tilde{C}_{j,t}^{MC}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$Z_{j,t}^{MC}$	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta R_{j,t-2}^{MC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , 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 ( $\tilde{C}_{j,t}^{MC}$ ) aceites pela ERSE são calculados tendo por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 124.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{MC} = \begin{cases} F_{j,t}^{MC} + \sum_i V_{i,j,t}^{MC} \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{MC} + O_{j,t}^{MC} & t = 1 \\ F_{j,t-1}^{MC} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{F,j,t}^{MC}}{100} \right) + \\ + \sum_i V_{i,j,t-1}^{MC} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{V,i,j,t}^{MC}}{100} \right) \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{MC} + O_{j,t}^{MC} & t > 1 \end{cases} \quad (141)$$

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
$F_{j,t}^{MC}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , por nível de tensão j, no ano t
$V_{i,j,t}^{MC}$	Componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{DC}_{i,j,t}^{MC}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , 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
$X_{F,j,t}^{MC}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$X_{V,i,j,t}^{MC}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$O_{j,t}^{MC}$	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , 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 126.º, com as devidas adaptações ao caso da RAM.

5 - O ajustamento ( $\Delta R_{j,t-2}^{MC}$ ) previsto na expressão ~~(140)~~ é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{MC} = \left( Rr_{j,t-2}^{MC} + SM_{j,t-2}^C + SRAM_{j,t-2}^C - R_{j,t-2}^{MC} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta \tilde{C}_{j,prov}^{MC} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (142)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{MC}$	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, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 141.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, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
$R_{j,t-2}^{MC}$	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 <del>(140)</del> , 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
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais

$\Delta\tilde{C}_{j,prov}^{M^C}$

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  $(\Delta\tilde{C}_{j,t-1}^{M^C})$ .

#### Artigo 141.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:

$$\tilde{R}_{AM_{Pol,t}} = \tilde{S}M_t^{AGS} + \tilde{S}M_t^D + \tilde{S}M_t^C \quad (143)$$

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  $(\tilde{S}M_t^{AGS})$ , no ano  $t$ , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{M^{AGS}} - \tilde{R}_{AGS,t}^M - \tilde{S}RAM_t^{AGS} \quad (144)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$	Proveitos a recuperar da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema <u>da RAM</u> , previstos para o ano $t$ calculado de acordo com a expressão <a href="#">(127)</a> <del>(127)</del> do Artigo 136.º
-------------------------	---

Formatou: Port

$\tilde{R}_{AGS,t}^M$  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 ( $\tilde{S}M_t^D$ ), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^D = \sum_j \tilde{S}M_{j,t}^D = \sum_j (\tilde{R}_{j,t}^{M^D} - \tilde{R}_{D,j,t}^M - \tilde{S}RAM_{j,t}^D) \quad (145)$$

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 [\(136\)](#) do Artigo 139.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 ( $\tilde{S}M_t^C$ ), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^C = \sum_j \tilde{S}M_{j,t}^C = \sum_j (\tilde{R}_{j,t}^{M^C} - \tilde{R}_{C,j,t}^M - \tilde{S}RAM_{j,t}^C) \quad (146)$$

em que:

$\tilde{M}_{j,t}^C$	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
$\tilde{R}_{j,t}^{MC}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica <u>da RAM</u> , por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão <a href="#">( 140 )</a> <del>(140)</del> do Artigo 140.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 142.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:

$$\tilde{R}AM_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{R}AM_{Pol,t} \quad ( 147 )$$

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-A

Incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema

Artigo 142.º-A

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 142.º-B

Metodologia de cálculo do incentivo à melhoria do desempenho da gestão global do sistema

1 - O incentivo resulta de três 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 e a componente de incentivo à utilização de DLR por parte da GGS, segundo a expressão seguinte:

$$\text{IMDGGS}_{t-2} = \text{IGGS}_{t-2}^1 + \text{IGGS}_{t-2}^2 + \text{IGGS}_{t-2}^3 \quad (147 A)$$

em que:

$\text{IMDGGS}_{t-2}$	<u>Valor do incentivo à melhoria do desempenho da atividade de gestão global do sistema, no ano t-2</u>
$\text{IGGS}_{t-2}^1$	<u>Valor da componente 1 do incentivo, relativa à maximização das ofertas em serviços de sistema, no ano t-2</u>
$\text{IGGS}_{t-2}^2$	<u>Valor da componente 2 do incentivo, relativa à melhoria das previsões de produção renovável para o dia seguinte, no ano t-2</u>
$\text{IGGS}_{t-2}^3$	<u>Valor da componente 3 do incentivo, relativa à utilização de DLR por parte da GGS, no ano t-2.</u>

2 - A componente 1 ( $\text{IGGS}_{t-2}^1$ ) baseia-se no indicador de potência média das ofertas de mFRR elegíveis ( $\text{POF}_{\text{mFRR}}^{t-2}$ ), o qual é calculado anualmente, a partir das ofertas de energia de mFRR para cada período de programação, considerando as áreas de ofertas elegíveis, somando as ofertas de energia a subir e a baixar, da seguinte forma:

$$POf_{mFRR} = \frac{\sum_{q,AO} |POf_{mFRR,subir}^{AO} \times \alpha^{AO}| + \sum_{q,AO} |POf_{mFRR,baixar}^{AO} \times \alpha^{AO}|}{\sum q} \quad (147 B)$$

em que:

$POf_{mFRR}$	<u>Potência média anual das ofertas de mFRR para efeitos do incentivo</u>
$POf_{mFRR,subir/baixar}^{AO}$	<u>Potência total das ofertas de mFRR, a subir (ou baixar), por período de programação (q) do ano de cálculo e por área de ofertas (AO)</u>
$\alpha^{AO}$	<u>Parâmetro de valorização das ofertas de energia de mFRR para efeitos do incentivo</u>

3 - O parâmetro  $\alpha^{AO}$  toma o valor:

- 0, se a área de ofertas (AO) inclui unidades físicas (UF) de produção do tipo C ou D ou equiparáveis, nos termos da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março;
- 0,5, se a AO inclui UF de produção do tipo B, UF de consumo habilitado ou UF de armazenamento sujeito a obrigação de participação nos serviços de sistema;
- 1, nas restantes situações.

4 - Para um dado valor do indicador anual da componente 1, o valor do incentivo correspondente varia entre zero e um valor máximo ( $IGGS_{máx}^1$ ), a partir de um valor mínimo de referência ( $IncOf_{mFRR}^{mín}$ ) e até ao valor máximo de referência ( $IncOf_{mFRR}^{máx}$ ) do indicador calculado da seguinte forma, variando linearmente com o acréscimo percentual do valor do indicador face à média dos dois anos anteriores ( $IncOf_{mFRR}^{t-2}$ ):

$$IncOf_{mFRR}^{t-2} = \frac{POf_{mFRR}^{t-2}}{Média(POf_{mFRR}^{t-3}, POf_{mFRR}^{t-4})} - 1 \quad (147 C)$$

5 - Os parâmetros  $IGGS_{máx}^1$ ,  $IncOf_{mFRR}^{mín}$  e  $IncOf_{mFRR}^{máx}$  são aprovados pela ERSE para o período de regulação.

6 - A componente 2 ( $IGGS_{t-2}^2$ ) 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*) -  $\epsilon_{ProdRenov,t-2}^{t-2}$  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:

$$\varepsilon_{\text{ProdRenov}}^{t-2} = \frac{\sum_q |P\text{Renov}_q^{\text{Prev}} - \text{Ajust}_q - P\text{Renov}_q^{\text{Real}}|}{\sum_q P\text{Renov}_q^{\text{Real}}} \quad (147 D)$$

em que:

$\varepsilon_{\text{ProdRenov}}^{t-2}$  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

$P\text{Renov}_q^{\text{Prev}}$  Previsão da energia da produção renovável (solar e eólica) para cada período de programação q

$\text{Ajust}_q$  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

$P\text{Renov}_q^{\text{Real}}$  Energia da produção renovável (solar e eólica) verificada para cada período de programação q

7 - Para um dado valor do indicador anual da componente 2, o valor incentivo correspondente varia entre um mínimo (penalidade),  $IGGS_{\text{mín}}^2$ , e um máximo (prémio),  $IGGS_{\text{máx}}^2$ , consoante o indicador de erro seja melhor ou pior do que o valor de referência,  $\varepsilon_{\text{ref},t-2}$ , considerando ainda uma banda morta do incentivo, na qual o incentivo é nulo, de acordo com a seguinte expressão:

Quando:  $\varepsilon_{\text{ProdRenov}}^{t-2} < \varepsilon_{\text{ref},t-2} - \Delta\varepsilon$

$$IGGS_{t-2}^2 = \text{Mín}\{IGGS_{\text{máx}}^2, [(\varepsilon_{\text{ref},t-2} - \Delta\varepsilon) - \varepsilon_{\text{ProdRenov}}^{t-2}] \times Y\} \quad (147 E)$$

Quando:  $\varepsilon_{\text{ProdRenov}}^{t-2} > \varepsilon_{\text{ref},t-2} + \Delta\varepsilon$

$$IGGS_{t-2}^2 = \text{Máx}\{IGGS_{\text{mín}}^2, [(\varepsilon_{\text{ref},t-2} + \Delta\varepsilon) - \varepsilon_{\text{ProdRenov}}^{t-2}] \times Y\} \quad (147 F)$$

Quando:  $\varepsilon_{\text{ref},t-2} - \Delta\varepsilon < \varepsilon_{\text{ProdRenov}}^{t-2} < \varepsilon_{\text{ref},t-2} + \Delta\varepsilon$

$$IGGS_{t-2}^2 = 0 \quad (147 G)$$

em que:

$IGGS_{máx}^2$	<u>Valor máximo do prémio anual do incentivo à melhoria das previsões de produção renovável para o dia seguinte</u>
$IGGS_{mín}^2$	<u>Valor máximo da penalidade anual do incentivo à melhoria das previsões de produção renovável para o dia seguinte</u>
$\epsilon_{ref,t-2}$	<u>Valor de referência do erro de previsão no ano t-2, em percentagem</u>
$\Delta\epsilon$	<u>Tolerância do erro de previsão para efeitos da banda morta, dentro da qual não é aplicada a valorização do incentivo, em percentagem</u>
$\gamma$	<u>Declive da curva de valorização do desvio do erro de previsão face à referência</u>

8 - Os parâmetros  $IGGS_{máx}^2$ ,  $IGGS_{mín}^2$ ,  $\epsilon_{ref,t-2}$ ,  $\Delta\epsilon$  e  $\gamma$  são aprovados pela ERSE para o período de regulação.

1-9 - Para um dado valor do indicador anual da componente 3, o valor do incentivo correspondente varia entre um mínimo (penalidade),  $IGGS_{mín}^3$  e um máximo (prémio),  $IGGS_{máx}^3$  consoante o indicador seja melhor ou pior do que o valor de referência,  $\epsilon_{ref,t-2}$ , considerando ainda uma banda morta do incentivo, na qual na qual o incentivo é nulo, de acordo com a seguinte expressão:

$$\epsilon_{DLR}^{t-2} = \alpha_1 \times \frac{\text{km linhas DLR}}{\text{km total linhas}} + \alpha_2 \times \frac{\text{Cap linhas DLR}}{\text{Cap total linhas}} \quad (147 H)$$

em que:

$\epsilon_{DLR}^{t-2}$	<u>Valor do indicador associado à melhoria do desempenho da GGS com recurso ao uso de DLR no ano t-2, em percentagem</u>
$\alpha_i$	<u>Ponderador de cada uma das componentes do incentivo relativo ao desempenho da GGS com recurso ao uso de DLR</u>

Quando:  $\epsilon_{DLR}^{t-2} < \epsilon_{ref,t-2} - \Delta\epsilon$

$$IGGS_{t-2}^3 = \text{Mín}\{IGGS_{máx}^3, [(\epsilon_{ref,t-2} - \Delta\epsilon) - \epsilon_{DLR}^{t-2}] \times \gamma\} \quad (147 I)$$

Quando:  $\epsilon_{DLR}^{t-2} > \epsilon_{ref,t-2} + \Delta\epsilon$

$$IGGS_{t-2}^3 = \text{Máx}\{IGGS_{mín}^3, [(\epsilon_{ref,t-2} + \Delta\epsilon) - \epsilon_{DLR}^{t-2}] \times \gamma\} \quad (147 J)$$

Quando:  $\epsilon_{ref,t-2} - \Delta\epsilon < \epsilon_{DLR}^{t-2} < \epsilon_{ref,t-2} + \Delta\epsilon$

$$IGGS_{t-2}^3=0$$

( 147 K )

em que:

$IGGS_{máx}^3$

Valor máximo do prémio anual do incentivo à melhoria do desempenho da GGS com recurso ao uso de DLR

$IGGS_{mín}^3$

Valor máximo da penalidade anual do incentivo à melhoria do desempenho da GGS com recurso ao uso de DLR

$\Delta\varepsilon$

Tolerância do indicador associado à melhoria do desempenho da GGS com recurso ao uso de DLR, dentro da qual não é aplicada a valorização do incentivo, em percentagem

$\gamma$

Declive da curva de valorização do incentivo associado à melhoria do desempenho da GGS com recurso ao uso de DLR, face à referência

2-10 - Os parâmetros  $IGGS_{máx}^3$ ,  $IGGS_{mín}^3$ ,  $\varepsilon_{ref,t-2}$ ,  $\Delta\varepsilon$ ,  $\alpha$  e  $\gamma$  são aprovados pela ERSE para o período de regulação.

## Secção IX

### Incentivo à ~~redução de perdas~~ melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição

#### Artigo 142.º-C

#### 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:

$$IMDD_{URD,t-2} = IRP_{URD,t-2} + IQS_{URD,t-2} + TINS_{URD, BT,t-2} + IACR_{Inj, URD,t-2} + IACR_{Cons, URD,t-2}$$

( 147 H )

em que:

$IRP_{URD,t-2}$

Incentivo à redução das perdas nas redes

$IQS_{URD,t-2}$	<u>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 do Setor Elétrico</u>
$TINS_{URD,BT,t-2}^D$	<u>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</u>
$IACR_{Inj,URD,t-2}$	<u>Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na rede na modalidade de acesso com restrições</u>
$IACR_{Cons,URD,t-2}$	<u>Incentivo à atribuição de capacidade para alimentação de consumo na modalidade de acesso com restrições</u>

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 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
- A componente  $IQS_{URD,t-2}$  incide sobre os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT
- A componente  $INS_{BT,t-2}$  incide sobre os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT
- A componente  $IACR_{Inj,URD,t-2}$  incide sobre os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT
- A componente  $IACR_{Cons,URD,t-2}$  incide sobre os proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em AT e MT

### Subsecção I

#### Incentivo à redução de perdas na rede de distribuição

#### Artigo 143.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 120.º e do Artigo 121.º, e deverá considerar as perdas na RND e nas redes de distribuição em BT a ele concessionadas.

Artigo 144.º

Metodologia de Cálculo do Incentivo

1 - O incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ( $IRP_{URD,t-2}^{PP_{URD,NT,t-2}}$ ) é calculado da seguinte forma:

$$IRP_{URD,t-2}^{PP_{URD,NT,t-2}} = PP_{1,URD,NT,t-2} + PP_{2,URD,NT,t-2} - PP_{3,URD,NT,t-2} \quad (148)$$

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.

~~$PP_{3,URD,NT,t-2}$  Componente 3, associada a um incentivo ao reforço da mitigação do consumo ilícito.~~

2 - A componente 1 ( $PP_{1,URD,NT,t-2}$ ) depende do valor das perdas,  $P_{t-2}$ , nos seguintes termos:

Quando:  $P_{t-2} < P_{REF,t-2} - \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = \text{Min}\{IRP_{\text{max},t-2}, [(P_{REF,t-2} - \Delta Z) - P_{t-2}] \times E_{t-2}^D \times V_{p1,t-2}\} \quad (149)$$

Quando:  $P_{t-2} > P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = \text{Max}\{IRP_{\text{min},t-2}, [(P_{REF,t-2} + \Delta Z) - P_{t-2}] \times E_{t-2}^D \times V_{p1,t-2}\} \quad (150)$$

Quando:  $P_{REF,t-2} - \Delta Z \leq P_{t-2} \leq P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = 0 \quad (151)$$

em que:

$$IRP_{\text{max},t-2} = -IRP_{\text{min},t-2} = (\Delta P - \Delta Z) \times E_{t-2}^D \times V_{p1,t-2} \quad (152)$$

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
$P_{t-2}$	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
$E_{t-2}^D$	Total da energia elétrica medida à entrada da rede de distribuição no ano t-2, em kWh
$\Delta Z$	Variação da banda morta (%) dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas
$\Delta P$	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 - A componente 2 ( $PP_{2,URD,NT,t-2}$ ) é calculada da seguinte forma:

$$PP_{2,URD,NT,t-2} = K \times MR_{t-2} \quad (153)$$

em que

k Percentagem a definir pela ERSE

$MR_{t-2}$  Montante recuperado no âmbito das ações de mitigação do consumo ilícito no ano t-2, em Euros.

~~4 - A componente 3 ( $PP_{3,URD,NT,t-2}$ ) depende do valor da energia recuperada,  $ER_{t-2}$ , nos seguintes termos:~~

~~Quando:  $R_{t-2} < R_{REF,t-2}$~~

~~$$PP_{3,URD,NT,t-2} = \text{Max} \left[ IRP_{max,t-2}, \left( R_{t-2} - R_{REF,t-2} \right) \times V_{p1,t-2} \right] \quad (154)$$~~

Quando:  $R_{t-2} > R_{REF,t-2}$

$$PP_{3,URD,NI,t-2} = \text{Min} \left[ IRR_{\text{max},t-2}, \left( R_{t-2} - R_{REF,t-2} \right) \times V_{p3,t-2} \right] \quad (155)$$

em que:

$$IRR_{\text{max},t-2} = IRR_{\text{min},t-2} + \Delta R \times V_{p3,t-2} \quad (156)$$

e sendo:

$PP_{3,URD,NI,t-2}$	Incentivo dedicado à mitigação do consumo ilícito, no ano t-2
$IRR_{\text{max},t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo dedicado à mitigação do consumo ilícito, no ano t-2
$-IRR_{\text{max},t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo dedicado à mitigação do consumo ilícito, no ano t-2
$V_{p3,t-2}$	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em Euros por kWh, a definir pela ERSE
$R_{REF,t-2}$	Nível de referência da energia recuperada na rede de distribuição no ano t-2, em kWh
$R_{t-2}$	Total da energia elétrica recuperada na rede de distribuição no ano t-2, em kWh.

#### Artigo 145.º

##### Parâmetros do Incentivo

1 - Os parâmetros anteriores são estabelecidos no início de cada período de regulação.

~~1-2 - 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 uma metodologia estabelecida no início de cada período de regulação.~~

#### Artigo 146.º

##### Envio de informação

~~1 - O operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, deve enviar à ERSE a informação necessária para determinação das perdas no âmbito dos balanços de energia~~

~~referidos no Artigo 186.º, e para a determinação das componentes 2 e 3 do Incentivo à redução de perdas, referentes ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito.~~

~~2— A informação sobre a valorização das perdas deve ser enviada à ERSE, anualmente, pelo operador da rede de distribuição, até 15 de maio.~~

## Secção X

### ~~Incentivo à melhoria da continuidade de serviço~~

#### Artigo 147.º

##### ~~Incentivo à melhoria da continuidade de serviço~~

~~1— O incentivo à melhoria da continuidade de serviço tem como objetivo promover a continuidade de fornecimento de energia elétrica.~~

~~2— O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, nos termos do Artigo 120.º.~~

~~A forma de cálculo deste incentivo e dos respetivos parâmetros é definida de acordo com o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico.~~

### Subsecção II

#### Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições

##### Artigo 147.º-A

##### 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 142.º, e deve considerar o valor da capacidade atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, para ligações à

RND de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, e cujas restrições impostas pelo ORD não excedam as 1500 horas anuais, medida em MW e atribuída no ano t-2.

Artigo 147.º-B

Metodologia de Cálculo do Incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RND, na modalidade de acesso com restrições ( $IACR_{inj\_URD}$ ) é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{inj\_URD} = \begin{cases} 1, & \text{se } Cap_{ACR_{inj\_RND}, t-2} > Cap_{ACR_{inj\_RND\_sup}} \\ \frac{Cap_{ACR_{inj\_RND\_sup}} - Cap_{ACR_{RND}, t-2}}{Cap_{ACR_{RND\_sup}} - Cap_{ACR_{RND\_ref}}}, & \text{se } Cap_{ACR_{inj\_RND}, t-2} > 0 \\ 0, & \text{se } Cap_{ACR_{inj\_RND}, t-2} \leq 0 \end{cases} \quad (156 A)$$

em que:

- $Cap_{ACR_{inj\_RND}, t-2}$  Volume de capacidade atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições no ano t-2, medida em MW, e cujas restrições impostas pelo ORD não excedam 1500 horas anuais
- $Cap_{ACR_{inj\_RND\_ref}}$  Nível de referência da capacidade atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, medida em MW
- $Cap_{ACR_{inj\_RND\_inf}}$  Limite inferior da capacidade atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, medida em MW
- $Cap_{ACR_{RND\_sup}}$  Limite superior da capacidade atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, medida em MW

Subsecção III

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

Artigo 147.º-C

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 142.º, e deve considerar o valor da capacidade atribuída pelo ORD para consumos alimentados pela RND, e cujas restrições impostas pelo ORD não excedam as 1500 horas anuais, medida em MW, e atribuída no ano t-2.

Artigo 147.º-D

Metodologia de Cálculo do Incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade da RND, na modalidade de acesso com restrições

( $I_{ACR\_Cons\_URD}$ ) é determinado da seguinte forma:

$$I_{ACR\_CONS\_URD} = \begin{cases} 1, & \text{se } Cap_{ACR\_Cons\_RND, t-2} > Cap_{ACR\_Cons\_RND\_sup} \\ \frac{Cap_{ACR\_Cons\_RND\_sup} - Cap_{ACR\_Cons\_RND, t-2}}{Cap_{ACR\_Cons\_RND\_sup} - Cap_{ACR\_Cons\_RND\_ref}}, & \text{se } Cap_{ACR\_Cons\_RND, t-2} > 0 \\ 0, & \text{se } Cap_{ACR\_Cons\_RND, t-2} \leq 0 \end{cases} \quad (156 B)$$

em que:

$Cap_{ACR\_Cons\_RND, t-2}$  Volume de capacidade atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições no ano t-2, para consumos alimentados pela RND, medida em MW, e cujas restrições impostas pelo ORD não excedam 1500 horas anuais

$Cap_{ACR\_Cons\_RND\_ref}$  Nível de referência da capacidade ORD na modalidade de acesso com restrições, para consumos alimentados pela RND, medida em MW

**Cap<sub>ACR\_Cons\_RND\_inf</sub>** Limite inferior da capacidade ORD na modalidade de acesso com restrições, para consumos alimentados pela RND, medida em MW

**Cap<sub>ACR\_Cons\_RND\_sup</sub>** Limite superior da capacidade ORD na modalidade de acesso com restrições, para consumos alimentados pela RND, medida em MW

## Secção XI

### **Promoção da eficiência no consumo de energia**

#### Artigo 148.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<sub>2</sub> na RAA e na RAM**

#### Artigo 149.º

##### Mecanismos de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e a correspondente valorização dos défices ou dos excedentes de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, 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 150.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  $\Delta\widetilde{CC}_{t-1}^y$  aplica-se aos operadores regulados nas atividades em que é prevista a remuneração dos ativos fixos de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\widetilde{CC}_{t-1}^y = \left( \left( Am_{T,t-1}^y + Act_{T,t-1}^y \times \frac{r_{T,t-1}^y}{100} \right) - \left( \widetilde{Am}_{t-1}^y + \widetilde{Act}_{t-1}^y \times \frac{r_{t-1}^y}{100} \right) \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (157)$$

em que:

$Am_{T,t-1}^y$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade y, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas em tarifas do ano t-1
$Act_{T,t-1}^y$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade y, líquido de amortizações e participações, previsto em tarifas do ano t-1, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{T,t-1}^y$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y, previstas em tarifas do ano t-1, em percentagem
$\widetilde{Am}_{t-1}^y$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade y, líquidas das amortizações dos ativos participados, estimadas para o ano t-1
$\widetilde{Act}_{t-1}^y$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade y, líquido de amortizações e participações, estimado para o ano t-1, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{t-1}^y$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y, fixada para o ano t-1 com base em valores reais, em percentagem

$i_{t-1}^E$	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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

#### Secção XIV

### **Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade**

#### Artigo 151.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 152.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, entre outros fatores.

Artigo 153.º

Metodologia de cálculo do incentivo

O incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT para o ano t, é dado pelas seguintes expressões:

$$IMDT_{URT,t} = \begin{cases} IMDT_{inf} & , \text{ se } DT_t < DT_{min,t} \\ \frac{2 \times IMDT_{sup}}{DT_{max,t} - DT_{min,t}} \times (DT_t - DT_{ref,t}) & , \text{ se } DT_{min,t} \leq DT_t \leq DT_{max,t} \\ IMDT_{sup} & , \text{ se } DT_t > DT_{max,t} \end{cases} \quad (158)$$

$$DT = \frac{\alpha_1 \times I_{DISP} + \alpha_2 \times I_{QST} + \alpha_3 \times I_{inter} + (\alpha_{3A} \times I_{int\_imp} + \alpha_{3B} \times I_{int\_exp}) + (\alpha_{4A} \times IACR_{inj\_RNT} + \alpha_{4B} \times IACR_{inj\_ORD/ORT}) + (\alpha_{5A} \times IACR_{Cons\_RNT} + \alpha_{5B} \times IACR_{Cons\_ORD/ORT})}{\sum_{i=1}^5 \alpha_i} \quad (159)$$

em que:

- IMDT<sub>URT,t</sub> Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, no ano t
- t Ano de cálculo de tarifas
- IMDT<sub>sup</sub> Parâmetros, a definir pela ERSE, que limitam superiormente o valor do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT
- IMDT<sub>inf</sub> Parâmetros, a definir pela ERSE, que limitam inferiormente o valor do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT

$DT_t$	Indicador Desempenho Técnico da RNT, que reflete a performance da RNT em termos de disponibilidade dos ativos em exploração, níveis de qualidade de serviço, perdas elétricas, capacidade de interligação internacional disponível para fins comerciais <u>e capacidade atribuída na modalidade de acesso com restrições</u> , no ano t
$I_{DISP}$	Indicador que avalia a disponibilidade do equipamento da RNT
$I_{QST}$	Indicador que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT
<del><math>I_{inter}</math></del>	<del>Indicador que avalia os níveis de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados</del>
$I_{int\_imp}$	<u>Indicador que avalia o nível de capacidade de interligação disponibilizada ao mercado, no sentido importador, medida em MW</u>
$I_{int\_exp}$	<u>Indicador que avalia o nível de capacidade de interligação disponibilizada ao mercado, no sentido exportador, medida em MW</u>
$IACR_{inj\_RNT}$	<u>Indicador que avalia o nível de capacidade de injeção na RNT atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, medida em MW</u>
$IACR_{inj\_ORD/ORT}$	<u>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 1500 horas anuais</u>
$IACR_{Cons\_RNT}$	<u>Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, medida em MW</u>
$IACR_{cons\_ORD/ORT}$	<u>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 1500 horas anuais</u>
$\alpha_i$	Peso relativo do indicador $I_i$
$DT_{min,t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limitam o valor mínimo do indicador de desempenho técnico da RNT, para efeitos da aplicação do incentivo, no ano t
$DT_{max,t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limitam o valor máximo do indicador de desempenho técnico da RNT, para efeitos da aplicação do incentivo, no ano t
$DT_{ref,t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, que define o valor de referência do indicador de desempenho técnico, para efeitos da aplicação do incentivo, no ano t.

Subsecção I

Incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT

Artigo 153.º-A

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 152.º e do Artigo 153.º, e deverá considerar a disponibilidade médias dos circuitos de linha e transformadores de potência.

Artigo 153.º-B

Metodologia de Cálculo do Incentivo

1 - O incentivo à manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT ( $I_{DISP}$ ) é determinado da seguinte forma:

$$\begin{cases} I_{DISP} = 0 & \text{se } P_{DISP} < P_{DISP.ref} \\ I_{DISP} = 1 & \text{se } P_{DISP} \geq P_{DISP.ref} \end{cases} \quad (159 A)$$

em que:

$P_{DISP}$  Média móvel da disponibilidade registada nos últimos três anos com dados reais determinada de acordo com o indicador Tcd, estabelecido no RQS

$P_{DISP.ref}$  Nível de referência da disponibilidade, em percentagem

2 - A componente 1 ( $P_{DISP}$ ) depende do valor o indicador Tcd, determinado nos seguintes termos:

$$Tcd = \alpha \times Td_{cl} + (1 - \alpha) \times Td_{tp} \quad (159 B)$$

Em que:

$Td_{cl}$  Taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha, no ano t-2, em percentagem.

Td tp Taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência, no ano t-2, em percentagem

$\alpha$  Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, a definir pela ERSE

3 - As fórmulas de cálculo das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, Td cl e Td tp, encontram-se estabelecidas no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

### Subsecção II

#### Incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT

##### Artigo 153.º-C

##### 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 152.º e do Artigo 153.º, e deverá considerar o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE), determinado conforme o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço.

##### Artigo 153.º-D

##### Metodologia de Cálculo do Incentivo

O incentivo à manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT ( $I_{DISP}$ ) é determinado da seguinte forma:

$$\begin{cases} I_{QST} = 0 & \text{se } P_{QST} > P_{QST\ ref} \\ I_{QST} = 1 & \text{se } P_{QST} \leq P_{QST\ ref} \end{cases} \quad (159\ C)$$

em que:

$P_{QST}$  Média móvel do TIE registada nos últimos três anos com dados reais

P<sub>QST ref</sub>

Nível de referência da TIE, em minutos

### Subsecção III

## Incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado diário

### Artigo 153.º-E

#### 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 de interligação internacional para fins comerciais, em ambos os sentidos.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da RNT, nos termos do Artigo 152.º e do Artigo 153.º, e deverá considerar o valor médio horário da capacidade da interligação no sentido importador disponibilizada ao mercado diário no ano t-2, medida em MW.

### Artigo 153.º-F

#### Metodologia de Cálculo do Incentivo

O incentivo à disponibilização de capacidade de interligação ao mercado, na componente relativa ao sentido importador ( $I_{int\_imp}$ ) e na componente relativa ao sentido exportador ( $I_{int\_exp}$ ), é determinado da seguinte forma:

$$I_{int\_imp, t} = \begin{cases} 1, & \text{se } Cap_{int\_imp, t-2} \geq Cap_{int\_imp\ sup} \\ \frac{Cap_{int\_imp\ sup} - Cap_{int\_imp, t-2}}{Cap_{int\_imp\ sup} - Cap_{int\_imp\ ref}} & \text{se } Cap_{int\_imp, t-2} > Cap_{int\_imp\ ref} \\ \frac{Cap_{int\_imp, t-2} - Cap_{int\_imp\ inf}}{Cap_{int\_imp\ ref} - Cap_{int\_imp\ inf}} & \text{se } Cap_{int\_imp, t-2} \leq Cap_{int\_imp\ ref} \\ -1, & \text{se } Cap_{int\_imp, t-2} \leq Cap_{int\_imp\ inf} \end{cases} \quad (159 D)$$

$$I_{int\_exp, t} = \begin{cases} 1, & \text{se } Cap_{int\_exp, t-2} \geq Cap_{int\_exp\ sup} \\ \frac{Cap_{int\_exp\ sup} - Cap_{int\_exp, t-2}}{Cap_{int\_exp\ sup} - Cap_{int\_exp\ ref}} & \text{se } Cap_{int\_exp, t-2} > Cap_{int\_exp\ ref} \\ \frac{Cap_{int\_exp, t-2} - Cap_{int\_exp\ inf}}{Cap_{int\_exp\ ref} - Cap_{int\_exp\ inf}} & \text{se } Cap_{int\_exp, t-2} \leq Cap_{int\_exp\ ref} \\ -1, & \text{se } Cap_{int\_exp, t-2} \leq Cap_{int\_exp\ inf} \end{cases} \quad (159 E)$$

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, 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, em MW

$Cap_{int\_imp\ ref}$  Nível de referência da capacidade de interligação, no sentido importador, em MW

$Cap_{int\_imp\ inf}$  Limite inferior da capacidade de interligação, no sentido importador, em MW

$Cap_{int\_imp\ sup}$  Limite superior da capacidade de interligação, no sentido importador, em MW

$Cap_{int\_exp\ ref}$  Nível de referência da capacidade de interligação, no sentido exportador, em MW

$Cap_{int\_exp\ inf}$  Limite inferior da capacidade de interligação, no sentido exportador, em MW

$Cap_{int\_exp\ sup}$  Limite superior da capacidade de interligação, no sentido exportador, em MW

#### Subsecção IV

### Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na RNT, na modalidade de acesso com restrições

#### Artigo 154.º-G

### 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 152.º e do Artigo 153.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 MW, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam a 1500 horas.

Artigo 155.º-H

Metodologia de Cálculo do Incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade da RNT, na modalidade de acesso com restrições (IACR<sub>inj RNT</sub>) é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{inj RNT, t} = \begin{cases} 1, & \text{se } Cap_{ACR\_inj RNT, t-2} \geq Cap_{ACR\_inj RNT sup} \\ \frac{Cap_{ACR\_inj RNT sup} - Cap_{ACR\_inj RNT, t-2}}{Cap_{ACR\_inj RNT sup} - Cap_{ACR\_inj RNT ref}} & \text{se } Cap_{ACR\_inj RNT, t-2} > 0 \\ 0 & \text{se } Cap_{ACR\_inj RNT, t-2} \leq 0 \end{cases} \quad (159 F)$$

em que:

**Cap<sub>ACR\_inj RNT, t-2</sub>** Volume de capacidade de injeção na RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, cujas restrições impostas pelo ORD não excedam as 1500 horas anuais, no ano t-2, e medida em MW

**Cap<sub>ACR\_inj RNT ref</sub>** Nível de referência da capacidade de injeção na RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, em MW

**Cap<sub>ACR\_inj RNT inf</sub>** Limite inferior da capacidade de injeção na RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, em MW

**Cap<sub>ACR\_inj RNT sup</sub>** Limite superior da capacidade de injeção na RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, em MW

Artigo 153.º-I

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 152.º e do Artigo 153.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 MW, desde que as restrições impostas pelo ORD não excedam a 1500 horas.

Artigo 153.º-J

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 ( $IACR_{inj\ ORD/ORT}$ ), é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{inj\ ORD/ORT, t} = \begin{cases} 1, & \text{se } Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT, t-2} \geq Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT\ sup} \\ \frac{Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT\ sup} - Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT, t-2}}{Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT\ sup} - Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT\ ref}}, & \text{se } Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT, t-2} > 0 \\ 0, & \text{se } Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT, t-2} \leq 0 \end{cases} \quad (159\ G)$$

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, mas cujas restrições impostas pelo ORD não excedam 1500 horas, no ano t-2, em MW
- $Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORTref}$  Nível de referência da capacidade de injeção na RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, em MW
- $Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT\ inf}$  Limite inferior da capacidade de injeção na RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, em MW
- $Cap_{ACR\_inj\ ORD/ORT\ sup}$  Limite superior da capacidade de injeção na RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, em MW

Subsecção V

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

Artigo 153.º-K

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 152.º e do Artigo 153.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 MW, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam a 1500 horas.

Artigo 153.º-L

Metodologia de Cálculo do Incentivo

O incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, na modalidade de acesso com restrições ( $IACR_{cons\ RNT}$ ) é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{cons\ RNT, t} = \begin{cases} 1, & \text{se } Cap_{ACR_{cons\ RNT, t-2}} \geq Cap_{ACR_{cons\ RNT\ sup}} \\ \frac{Cap_{ACR_{cons\ RNT\ sup}} - Cap_{ACR_{cons\ RNT, t-2}}}{Cap_{ACR_{cons\ RNT\ sup}} - Cap_{ACR_{cons\ RNT\ ref}}} & \text{se } Cap_{ACR_{cons\ RNT, t-2}} > 0 \\ 0 & \text{se } Cap_{ACR_{cons\ RNT, t-2}} \leq 0 \end{cases} \quad (159\ H)$$

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, mas cujas restrições impostas pelo ORT não excedam 1500 horas no ano t-2, e medida em MW.

$Cap_{ACR_{cons\ RNT\ ref}}$  Nível de referência da capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, em MW

$Cap_{ACR\_cons\ RNT\_inf}$  Limite inferior da capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, em MW

$Cap_{ACR\_cons\ RNT\_sup}$  Limite superior da capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, atribuída pelo ORT na modalidade de acesso com restrições, em MW

Artigo 153.º-M

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 152.º e do Artigo 153.º, e deverá considerar o valor da capacidade, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, para capacidade de alimentação de consumos de instalações ligadas à RND, no ano t-2, e medida em MW, desde que as restrições impostas pelo ORT não excedam a 1500 horas.

Artigo 153.º-N

Metodologia de Cálculo do Incentivo

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 ( $IACR_{cons\ ORD/ORT}$ ), é determinado da seguinte forma:

$$IACR_{cons\ ORD/ORT, t} = \begin{cases} 1, & \text{se } Cap_{ACR\_cons\ ORD/ORT, t-2} \geq Cap_{ACR\_cons\ ORD/ORT\ sup} \\ \frac{Cap_{ACR\_cons\ ORD/ORT\ sup} - Cap_{ACR\_cons\ ORD/ORT, t-2}}{Cap_{ACR\_cons\ ORD/ORT\ sup} - Cap_{ACR\_cons\ ORD/ORT\ ref}} & \text{se } Cap_{ACR\_cons\ ORD/ORT, t-2} > 0 \\ 0 & \text{se } Cap_{ACR\_cons\ ORD/ORT, t-2} \leq 0 \end{cases} \quad (159 I)$$

em que:

<b>Cap<sub>ACR_cons ORD/ORT, t-2</sub></b>	<u>Volume de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, mas cujas restrições impostas pelo ORD não excedam 1500 horas, no ano t-2, em MW.</u>
<b>Cap<sub>ACR_cons ORD/ORT ref</sub></b>	<u>Nível de referência da capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, em MW</u>
<b>Cap<sub>ACR_cons ORD/ORT inf</sub></b>	<u>Limite inferior da capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, em MW</u>
<b>Cap<sub>ACR_cons ORD/ORT sup</sub></b>	<u>Limite superior da capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, atribuída pelo ORD na modalidade de acesso com restrições, em MW</u>

## Capítulo V

### Processo de cálculo das tarifas reguladas

#### Secção I

#### Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

#### Artigo 154.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 122.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:

$$\tilde{R}_{TE,t}^{CR} = \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_t^E \quad (160)$$

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 ≥ 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

$v_j^h$  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 155.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 155.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:

$$TWh_t^E = k^E \times PmgWh^E \quad (161)$$

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 156.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 122.º, para o ano t é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{P}r = \tilde{P}r_t^{\text{Revisto}} - \tilde{P}r \quad (162)$$

em que:

$\Delta\tilde{P}r$  Desvio na previsão do preço médio de energia do CUR, em euros por kWh, para o ano t

$\tilde{P}r_t^{\text{Revisto}}$  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:

$$\Delta TE_n = \beta_t \times \mu_t \times \prod_n (1 + v_n^h) \quad , \text{ se } |\Delta\tilde{P}r_t| \geq \mu_t \quad (163)$$

$$\Delta TE_n = 0 \quad , \text{ se } |\Delta\tilde{P}r_t| < \mu_t$$

em que:

n Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT e BT)

$v_n^h$  Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão n

$\Delta TE_n$  Atualização da tarifa de energia para as diversas opções tarifárias, em euros por kWh, no nível de tensão n

$\beta_t$  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

$\mu_t$  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

$|\Delta\tilde{P}_{r_t}|$  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 - é-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 atualização da tarifa de energia, nos termos definidos nos números anteriores, será aprovada nos termos do n.º 11 - do Artigo 207.º.

## Secção II

### Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema

#### Artigo 157.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 158.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:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS1} \quad (164)$$

$$\tilde{R}_{Pol,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS2} \quad (165)$$

com:

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$  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 [\(14\)](#)~~(14)~~ do Artigo 111.º

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$  Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental 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 [\(19\)](#)~~(19)~~ do Artigo 112.º

$TWh_t^{UGS1}$  Preço da energia ativa entregue no período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

$TWh_t^{UGS2}$  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 158.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 160.º às quantidades físicas envolvidas, de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Enc}_m^{\text{CMEC}} = \sum_n \sum_i P_{C_{i,n,m}} \times \text{TP}_{C_t}^{\text{UGS2Prod}} \quad (166)$$

com:

n Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT e BT)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n

em que:

$\text{Enc}_m^{\text{CMEC}}$  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

$P_{C_{i,n,m}}$  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

$\text{TP}_{C_t}^{\text{UGS2Prod}}$  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 160.º.

#### Artigo 159.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 116.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^D = \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^h)^{-1} \times TWh_t^{UGS1} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times \quad (167)$$

$\times TWh_t^{UGS1}$

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:

- $\tilde{R}_{UGS1,t}^D$  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
- $TWh_t^{UGS1}$  Preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
- $\gamma_j^h$  Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j
- $\gamma_{MAT/AT}^h$  Fator de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão [\(168\)](#) ~~(168)~~.

sendo o fator de ajustamento para perdas  $\gamma_{MAT/AT}^h$  calculado da seguinte forma:

$$\gamma_{MAT/AT}^h = \frac{1 + \gamma_{AT/RNT}^h}{1 + \gamma_{MAT}^h} - 1 \quad (168)$$

em que:

- $\gamma_{MAT}^h$  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 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 160.º[1]

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:

$$\tilde{R}_{UGS2,t}^D = \sum_i \sum_j T_{UGS2,i,j,t}^D \times Q_{i,j,t}^{entrega} \quad (169)$$

$$T_{UGS2,i,j,t}^D = e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_t \quad (170)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS2,t}^D$	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
$T_{UGS2,i,j,t}^D$	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
$e_{i,j,t}$	Coefficientes 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
$a_{i,t}$	Coefficientes 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:

$$\tilde{R}_{UGS2,t}^D = \sum_m \tilde{R}_{UGS2,m,t}^D = \tilde{R}_{UGS2,t}^D \times \sum_m s_{m,t} \quad (171)$$

$$Q_{i,j,t}^{entrega} = \sum_k Q_{k,i,j,t}^{entrega} \quad (172)$$

$$\tilde{R}_{UGS2,t}^D + \sum_m s_{m,t} \times \sum_k \sum_i \sum_j x_{m,k,t} \times e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_t \times Q_{k,i,j,t}^{entrega} \quad (173)$$

$$= \sum_i \sum_j e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_t \times Q_{i,j,t}^{entrega}$$

$$T_{UGS2,k,i,j,t}^D = \sum_m s_m \times (1 - x_{m,k,t}) \times e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_t \quad (174)$$

em que, para além das variáveis já definidas no n.º 1 -, se define que:

$\tilde{R}_{UGS2,m,t}^D$	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
$Q_{k,i,j,t}^{entrega}$	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
$T_{UGS2,k,i,j,t}^D$	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 161.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 114.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URT,t}^T = & \sum_n P_{C_{n,t}} \times TP_{C_{n,t}}^{URT} + P_{p_{n,t}} \times TP_{p_{n,t}}^{URT} + \\ & + \sum_h W_{h_{n,t}} \times TW_{h_{n,t}}^{URT} + W_{rc_{n,t}} \times TW_{rc_{n,t}}^{URT} + W_{ri_{n,t}} \times TW_{ri_{n,t}}^{URT} \end{aligned} \quad (175)$$

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:

$\tilde{R}_{URT,t}^T$               Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$P_{C_{n,t}}, P_{p_{n,t}}$       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

$TP_{C_{n,t}}^{URT}$             Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

$TPp_{n,t}^{URT}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t
$TWh_{n,t}^{URT}$	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
$TWrc_{n,t}^{URT}$	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
$TWri_{n,t}^{URT}$	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:

$$TPC_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times CiPc_{AT}^{URT} \quad (176)$$

$$TPp_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times CiPp_{AT}^{URT} \quad (177)$$

em que:

$CiPc_{AT}^{URT}$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT
$CiPp_{AT}^{URT}$	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 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 162.º.

2 - Os preços de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = V_{MAT}^h \times TWh_t \quad (178)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = V_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (179)$$

em que:

$V_{MAT}^h$	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h
$V_{AT/RNT}^h$	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 162.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 119.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URT,t}^D = & P_{C_{MAT,t}} \times TPC_{MAT,t}^{URT} + P_{p_{MAT,t}} \times TPp_{MAT,t}^{URT} + \sum_h Wh_{MAT,t} \times TWh_{MAT,t}^{URT} + Wrc_{MAT,t} \times \\ & TWrc_{MAT,t}^{URT} + Wri_{MAT,t} \times TWri_{MAT,t}^{URT} + \sum_n \sum_i Pp_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times \\ & \times [TPp_{AT,t}^{URT} + (1 + \delta_{MAT}) \times TPC_{AT,t}^{URT}] + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_{AT,t}^{URT} \end{aligned} \quad (180)$$

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:

$\tilde{R}_{URT,t}^D$	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
$P_{C_{MAT,t}}$	Potência contratada das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t
$P_{p_{MAT,t}}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t
$TP_{C_{MAT,t}}^{URT}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$TP_{p_{MAT,t}}^{URT}$	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
$TWh_{MAT,t}^{URT}$	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
$TWrc_{MAT,t}^{URT}$	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
$TWri_{MAT,t}^{URT}$	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
$TPC_{AT,t}^{URT}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
$TPp_{AT,t}^{URT}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
$v_j^p$	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
$TWh_{AT,t}^{URT}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
$v_j^h$	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j
$v_{MAT/AT}^h$	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à transformação de MAT/AT, no período horário h, de acordo com a expressão <a href="#">(168)</a> <del>(168)</del>
$\delta_{MAT}$	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:

$$TPC_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{C_{MAT}}^{URT} \quad (181)$$

$$TPp_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{p_{MAT}}^{URT} \quad (182)$$

$$TPC_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{C_{AT}}^{URT} \quad (183)$$

$$TPp_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{p_{AT}}^{URT} \quad (184)$$

em que:

$Ci P_{C_{MAT}}^{URT}$  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:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = v_{MAT}^h \times TWh_t \quad (185)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = v_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (186)$$

em que:

$v_{MAT}^h$	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h
$v_{AT/RNT}^h$	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 163.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 120.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{URD,t}^D = \tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} + \tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} \quad (187)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} = \tilde{R}_{URDAT,t} + \tilde{R}_{URDMT,t} \quad (188)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} = \tilde{R}_{URDBT,t} \quad (189)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,t}^D$  Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD,t}^{D-NT}$  Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD,t}^{D-BT}$  Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URDAT,t}$  Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URDMT,t}$  Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URDBT,t}$  Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, previstos para o ano t

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDAT,t} = & \sum_i (P_{C_{iAT,t}} \times TPC_{AT,t}^{URD} + P_{p_{iAT,t}} \times TPp_{AT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{AT,t} \times TWh_{AT,t}^{URD} + Wrc_{iAT,t} \times \\ & \times TWrc_{AT,t}^{URD} + Wri_{iAT,t} \times TWri_{AT,t}^{URD}) + \sum_n \sum_i P_{p_{i,n,t}} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (TPp_{AT,t}^{URD}) + \\ & + \sum_n \sum_i P_{p_{i,n,t}} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (1 + \delta_{AT}) \times TPC_{AT,t}^{URD} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) + \\ & \times TWh_{AT,t}^{URD} \end{aligned} \quad (190)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDMT,t} = & \sum_i (P_{C_{iMT,t}} \times TPC_{MT,t}^{URD} + P_{p_{iMT,t}} \times TPp_{MT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{MT,t} \times TWh_{MT,t}^{URD} + Wrc_{iMT,t} \times \\ & \times TWrc_{MT,t}^{URD} + Wri_{iMT,t} \times TWri_{MT,t}^{URD}) + \sum_i P_{p_{iBT,t}} \times (1 + \gamma_{BT}^p) \times TPp_{MT,t}^{URD} + \sum_i P_{p_{iBT,t}} \times \\ & \times (1 + \gamma_{BT}^p) \times (1 + \delta_{MT}) \times TPC_{MT,t}^{URD} + \sum_i \sum_h Wh_{iBT,t} \times (1 + \gamma_{BT}^h) \times TWh_{MT,t}^{URD} \end{aligned} \quad (191)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDBT,t} = & \sum_i (P_{C_{iBT,t}} \times TPC_{BT,t}^{URD} + P_{p_{iBT,t}} \times TPp_{BT,t}^{URD} + \\ & + \sum_h Wh_{BT,t} \times TWh_{BT,t}^{URD} + Wrc_{iBT,t} \times TWrc_{BT,t}^{URD} + Wri_{iBT,t} \times TWri_{BT,t}^{URD}) \end{aligned} \quad (192)$$

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 $t$
$v_j^p, v_{BT}^p$	Fator de ajustamento para perdas no período horário $p$ no nível de tensão $j$ (BT)
$v_j^h, v_{BT}^h$	Fator de ajustamento para perdas no período horário $h$ no nível de tensão $j$ (BT)
$\delta_{AT}, \delta_{MT}$	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:

$$TPC_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times Ci P_{C_n}^{URD} \quad (193)$$

$$TPp_{n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times Ci P_{p_n}^{URD} \quad (194)$$

com:

n Nível de tensão n (n = AT e MT)

em que:

$Ci P_{C_n}^{URD}$  Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição do nível de tensão n

$Ci P_{p_n}^{URD}$  Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição do nível de tensão n

$k_t^{URD-NT}$  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:

$$TPC_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times Ci P_{C_{BT}}^{URD} \quad (195)$$

$$TPp_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times Ci P_{p_{BT}}^{URD} \quad (196)$$

em que:

$Ci P_{C_{BT}}^{URD}$  Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT

$Ci P_{p_{BT}}^{URD}$  Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT

$k_t^{URD-BT}$  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:

$$TWh_{AT,t}^{URD} = V_{AT}^h \times TWh_t \quad (197)$$

$$TWh_{MT,t}^{URT} = v_{MT}^h \times TWh_t \quad (198)$$

$$TWh_{BT,t}^{URT} = v_{BT}^h \times TWh_t \quad (199)$$

em que:

$v_{AT}^h$	Fator de ajustamento para perdas na rede de AT, no período horário h
$v_{MT}^h$	Fator de ajustamento para perdas na rede de MT, no período horário h
$v_{BT}^h$	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 164.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 125.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{C_{NT,t}}^{CR} = \sum_n \sum_i NC_{i,n,t} \times TF_{NT,t}^C + \sum_n \sum_i W_{i,n,t} \times TW_{NT,t}^C \quad (200)$$

$$\tilde{R}_{C_{BTE,t}}^{CR} = \sum_i NC_{i,BTE,t} \times TF_{BTE,t}^C + \sum_i W_{i,BTE,t} \times TW_{BTE,t}^C \quad (201)$$

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:

$\tilde{R}_{C_{NT,t}}^{CR}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em MAT, AT, MT, no ano t

$\tilde{R}_{C_{BTE,t}}^{CR}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t

$TF_{NT,t}^C$  Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em MAT, AT, MT, no ano t

$TF_{BTE,t}^C$  Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t

$TW_{NT,t}^C$  Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em MAT, AT, MT, no ano t

$TW_{BTE,t}^C$  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 165.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 125.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{CBTN,t}^{CR} = \sum_i NC_{i,BTN,t} \times TF_{BTN,t}^C + \sum_i W_{i,BTN,t} \times TW_{BTN,t}^C \quad (202)$$

com:

i Opções tarifárias i dos fornecimentos em BTN

em que:

$\tilde{R}_{CBTN,t}^{CR}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$TF_{BTN,t}^C$  Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$TW_{BTN,t}^C$  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 166.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:

$$\tilde{R}_{BTN,t}^{TVCF} = \tilde{R}_{EBTN,t}^{CR} + \tilde{R}_{UGSBTN,t}^{CR} + \tilde{R}_{URTBTN,t}^{CR} + \tilde{R}_{URDBTN,t}^{CR} + \tilde{R}_{CBTN,t}^{CR} \quad ( 203 )$$

em que:

$\tilde{R}_{BTN,t}^{TVCF}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano  $t$

$\tilde{R}_{EBTN,t}^{CR}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos em BTN, no ano  $t$

$\tilde{R}_{UGSBTN,t}^{CR}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos em BTN, no ano  $t$

$\tilde{R}_{URTBTN,t}^{CR}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos em BTN, no ano  $t$

$\tilde{R}_{URDBTN,t}^{CR}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos em BTN, no ano  $t$

$\tilde{R}_{CBTN,t}^{CR}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos em BTN, no ano  $t$

e

$$\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}} = \sum_i (P_{C_{\text{BTN},t}} \times \text{TPC}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}} + \sum_h W_{h_{\text{BTN},t}} \times \text{TWh}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}}) \quad (204)$$

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:

- $P_{C_{\text{BTN},t}}$  Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
- $\text{TPC}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}}$  Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
- $W_{h_{\text{BTN},t}}$  Energia ativa fornecida no período horário h na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
- $\text{TWh}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}}$  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 167.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 23.º, às tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos comercializadores de último recurso nos termos do n.º 3 - do Artigo 166.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:

$$\delta_{\text{BTN}} = \frac{\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}}}{\sum_i \sum_x T_{x_{i,t-1}} \times Q_{x_{i,t}}} \quad (205)$$

e

$$\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}} = \sum_i \sum_x T_{x_{i,t}} \times Q_{x_{i,t}} \quad (206)$$

com:

i Opção tarifária i dos fornecimentos em BTN

x Termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN

em que:

$\delta_{\text{BTN}}$  Variação tarifária das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para fornecimentos em BTN

$\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}}$  Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano t

$T_{x_{i,t}}$  Preço do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t

$Q_{x_{i,t}}$  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:

$$\delta x_i^a = \frac{Tx_{i_t}^a}{Tx_{i_{t-1}}} \quad (207)$$

em que:

$\delta x_i^a$  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:

$$Tx_{i_t} = \delta x_i \times Tx_{i_{t-1}} \quad (208)$$

com:

$$\delta x_i = \text{Min}[\delta x_i^a; \theta x_i] \quad \text{se} \quad \delta x_i^a \geq \delta_{\text{BTN}} \quad (209)$$

$$\delta x_i = \delta_{\text{BTN}} - kdx_i \times (\delta_{\text{BTN}} - \delta x_i^a) \quad \text{se} \quad \delta x_i^a < \delta_{\text{BTN}} \quad (210)$$

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 166.º.

em que:

$\delta x_i$  Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN

$\theta x_i$  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 168.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 122.º, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCF} = \left\{ \left[ R_{t-2}^{TVCF} - \left( R_{CVVE,t-2}^{CR} + R_{UGS,t-2}^{CR} + R_{URT,t-2}^{CR} + R_{URD,t-2}^{CR} + R_{C,t-2}^{CR} \right) \right] \times \left( 1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \right\} \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (211)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{TVCF}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t
$R_{t-2}^{TVCF}$	Proveitos faturados pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, no ano t-2
$R_{CVVE,t-2}^{CR}$	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

$i_{t-2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\delta_{t-2}$	<i>Spread</i> 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
$\delta_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

## Secção VII

### Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

#### Artigo 169.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:

$$\tilde{R}_t^{TVCFA} = \tilde{R}_{AGS,t}^A + \tilde{R}_{D,t}^A + \tilde{R}_{C,t}^A + SRAA_t \quad (212)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCFA}$	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
$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	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
$\tilde{R}_{D,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
$\tilde{R}_{C,t}^A$	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 3 - do Artigo 170.º

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFA} = & \sum_n \sum_i \left[ \sum_h (Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFA}) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCFA} + Pp_{i,n,t} \times \right. \\ & \left. \times TPP_{i,n,t}^{TVCFA} + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFA} + Wrc_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCFA} + Wri_{i,n,t} \times TWri_{i,n,t}^{TVCFA} \right] + \\ & + \sum_i (Pc_{i_{BTN,t}} \times TPC_{i_{BTN,t}}^{TVCFA} + \sum_{h'} Wh'_{i_{BTN,t}} \times TWh'_{i_{BTN,t}}^{TVCFA}) \end{aligned} \quad (213)$$

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
$Pc_{iBTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPC_{iBTN,t}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{iBTN,t}$	Energia ativa no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{iBTN,t}^{TVCFA}$	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 170.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 169.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 36.º, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^A = \frac{\tilde{R}_t^{TVCFA}}{\sum_n \sum_i \sum_x T x_{i,n,t-1}^A \times Q x_{i,n,t}^A} \quad ( 214 )$$

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:

- $\delta^A$  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 169.º
- $T x_{i,n,t-1}^A$  Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1
- $Q x_{i,n,t}^A$  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

$$\delta^{aA} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x T_{i,n,t}^a \times Q_{i,n,t}^A}{\sum_n \sum_i \sum_x T_{i,n,t-1}^A \times Q_{i,n,t}^A} \quad (215)$$

em que:

- $\delta^{aA}$  Variação tarifária global na RAA associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento
- $T_{i,n,t-1}^A$  Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1
- $T_{i,n,t}^a$  Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável na tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento, no ano t
- $Q_{i,n,t}^A$  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

$$\delta_n^{aA} = \frac{\sum_i \sum_x T_{i,n,t}^a \times Q_{i,n,t}^A}{\sum_i \sum_x T_{i,n,t-1}^A \times Q_{i,n,t}^A} \times \frac{\delta^A}{\delta^{aA}} \quad (216)$$

em que:

- $\delta_n^{aA}$  Variação tarifária do tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços da tarifa aditiva da RAA para o mesmo tipo de fornecimento.

1 - 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:

$$\delta_{i,n}^{aA} = \frac{T_{i,n,t}^a}{T_{i,n,t-1}^A} \times \frac{\delta^A}{\delta^{aA}} \quad (217)$$

em que:

- $\delta_{i,n}^{aA}$  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.

2 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i,n,t}^A = \delta x_{i,n}^A \times Tx_{i,n,t-1}^A \quad (218)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^A = \text{Min} [\delta x_{i,n}^{aA}; \theta x_{i,n}^A] \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{aA} \geq \delta_n^{aA} \quad (219)$$

$$\delta x_{i,n}^A = \delta_n^{aA} - kdx_i^A \times (\delta_n^{aA} - \delta x_{i,n}^{aA}) \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{aA} < \delta_n^{aA} \quad (220)$$

onde os parâmetros  $kdx_i^A$  são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 169.º,

em que:

$Tx_{i,n,t}^A$	Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$\delta x_{i,n}^A$	Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
$\theta x_{i,n}^A$	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
$kdx_i^A$	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.

3 - 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 171.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:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFA} = - (R_{AGS,t-2}^A + R_{D,t-2}^A + R_{C,t-2}^A) - SRAA_{t-2} \quad (221)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{TVCFA}$	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 172.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:

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \tilde{R}_{AGS,t}^M + \tilde{R}_{D,t}^M + \tilde{R}_{C,t}^M + SRAM_t \quad (222)$$

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 173.º

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFM} = & \sum_n \sum_i \left[ \sum_h (Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFM}) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCFM} + Pp_{i,n,t} \times \right. \\ & \left. \times TPp_{i,n,t}^{TVCFM} + Nc_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFM} + Wrc_{i,n,t} \times TWrc_{i,n,t}^{TVCFM} + Wri_{i,n,t} \times TWri_{i,n,t}^{TVCFM} \right] + \\ & + \sum_i (Pc_{i_{BTN,t}} \times TPC_{i_{BTN,t}}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{i_{BTN,t}} \times TWh'_{i_{BTN,t}}^{TVCFM}) \end{aligned} \quad (223)$$

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

$TWh_{BTN,t}^{TVCFM}$  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 173.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 172.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 37.º, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^M = \frac{\bar{R}_t^{TVCFM}}{\sum_n \sum_i \sum_x T_{i,n,t-1}^M \times Q_{i,n,t}^M} h \quad (224)$$

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:

$\delta^M$  Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

$\bar{R}_t^{TVCFM}$  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 172.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

$$\delta^{aM} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x TX_{i,n,t}^a \times QX_{i,n,t}^M}{\sum_n \sum_i \sum_x TX_{i,n,t-1}^M \times QX_{i,n,t}^M} \quad ( 225 )$$

em que:

$\delta^{aM}$  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

$$\delta_n^{aM} = \frac{\sum_i \sum_x TX_{i,n,t}^a \times QX_{i,n,t}^M}{\sum_i \sum_x TX_{i,n,t-1}^M \times QX_{i,n,t}^M} \times \frac{\delta^M}{\delta^{aM}} \quad ( 226 )$$

em que:

$\delta_n^{aM}$  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:

$$\delta x_{i,n}^{aM} = \frac{Tx_{i,n,t}^a}{Tx_{i,n,t-1}^M} \times \frac{\delta^M}{\delta^{aM}} \quad (227)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^{aM}$  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:

$$Tx_{i,n,t}^M = \delta x_{i,n}^M \times Tx_{i,n,t-1}^M \quad (228)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^M = \text{Min} [\delta x_{i,n}^{aM} ; \theta x_{i,n}^M] \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{aM} \geq \delta_n^{aM} \quad (229)$$

$$\delta x_{i,n}^M = \delta_n^{aM} - k dx_i^M \times (\delta_n^{aM} - \delta x_{i,n}^{aM}) \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{aM} < \delta_n^{aM} \quad (230)$$

onde os parâmetros  $k dx_i^M$  são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 172.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 174.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:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFM} = R_{t-2}^{TVCFM} - (R_{AGS,t-2}^M + R_{D,t-2}^M + R_{C,t-2}^M) - SRAM_{t-2} \quad (231)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{TVCFM}$  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

$R_{D,t-2}^M$	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
$R_{C,t-2}^M$	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 175.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:

$$R_{m,i,m} = W_{i,m} \times Pr_{MIBEL-PT,m} - Enc_{i,m} \quad (232)$$

$$Pr_{MIBEL-PT,m} = \frac{\sum_h W_{i,m,h} \times Pr_{MIBEL-PT,m,h}}{W_{i,m}} \quad (233)$$

em que:

$R_{m,i,m}$  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 horários 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 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
$W_{i,m,h}$	energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor $i$ na hora $h$ no mês $m$ , em kWh
$Pr_{MIBEL-PT,m,h}$	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 à hora $h$ ao 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:

$$Enc_{i,m} = Enc_{i,m}^{fixo} + Enc_{i,m}^{variável} \quad ( 234 )$$

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 128.º, sendo calculada pela seguinte expressão:

$$Enc_{i,m}^{fixo} = P_i \times TE^{fixo} \quad ( 235 )$$

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:

$$Enc_{i,m}^{\text{variável}} = \text{arred}\left(\frac{W_{i,m}}{W_{UP,m}};6\right) \times Enc_{UP,m}^{\text{variável}} \quad (236)$$

em que:

$W_{UP,m}$  energia total adquirida pelo agregador de último recurso através da unidade programação específica no mês m, em kWh

$Enc_{UP,m}^{\text{variável}}$  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 176.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 177.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 excepcional prevista no número anterior são definidos na Secção XIV.

## Secção II

### ~~Informação periódica a fornecer à ERSE pelo Agente Comercial~~

#### Artigo 178.º

##### ~~Informação a fornecer à ERSE pelo Agente Comercial~~

~~1—O Agente Comercial 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 Compra e Venda de Energia Elétrica, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.~~

~~2—O Agente Comercial deve apresentar 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 de auditoria elaborado por uma empresa de auditoria 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—O Agente Comercial, sempre que enquadrado em matérias de operações efetuadas entre entidades em relações especiais de acordo com a legislação ou normativos aplicáveis, deve enviar à ERSE, até 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária, em cada ano, a documentação fiscal completa relativa aos Preços de Transferência, nomeadamente, o Dossier Principal (Master File) e o Dossier Específico (Local File), elaborados nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência.~~

~~5—O Agente Comercial 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—O Agente Comercial 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—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.~~

~~8—O Agente Comercial deve enviar à ERSE, até 15 de maio de cada ano a seguinte informação:~~

~~a)—Quantidades mensais adquiridas por produtor com contrato de aquisição de energia elétrica.~~

~~b)—Quantidades vendidas nos mercados organizados, por hora.~~

~~9—O Agente Comercial deve enviar à ERSE:~~

~~a)—até 15 de maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas, no ano anterior t-2.~~

~~b)—até 15 de junho de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas para o ano t-1 e t.~~

~~10—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 agente comercial.~~

#### Artigo 179.º

##### ~~Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial~~

~~1—O Agente Comercial, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano, pelo menos, a seguinte repartição de custos:~~

~~a)—Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica desagregados pelos diferentes itens definidos nos respetivos contratos de aquisição de energia elétrica.~~

~~b)—Custos mensais com serviços de sistema desagregados por tipo e por produtores.~~

~~c)—Custos de funcionamento associados à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.~~

~~d)—Outros custos.~~

~~2 — O Agente Comercial, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, deve apresentar para cada mês, a informação devidamente desagregada relativa a outros proveitos obtidos no âmbito desta atividade.~~

~~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 agente comercial.~~

### Secção III

#### Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

Artigo 180.º ERRO! A ORIGEM DA REFERÊNCIA NÃO FOI ENCONTRADA. ]

##### 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, sempre que enquadrada em matérias de operações efetuadas entre entidades em relações especiais de acordo com a legislação ou normativos aplicáveis, deve enviar à ERSE, até 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária, em cada ano, a documentação fiscal completa relativa aos Preços de Transferência, nomeadamente, o Dossier Principal (Master File) e o Dossier Específico (Local File), elaborados nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência.~~

5 - 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.

6 - 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).

7 - 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.

8 - 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).

9 - 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).

10 - 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).

11 - 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).

12 - 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).

13 - 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 – A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de maio 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,
- a)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.

15 A – 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 114.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.

15 B – 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.

15 C – 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.

16 -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 181.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 do balanço, 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 182.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” 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 183.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 107.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 IV

### **Informação periódica a fornecer à ERSE pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador**

#### Artigo 184.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, sempre que enquadrada em matérias de operações efetuadas entre entidades em relações especiais de acordo com a legislação ou normativos aplicáveis, deve enviar à ERSE, até 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária, em cada ano, a documentação fiscal completa relativa aos Preços de Transferência, nomeadamente, o Dossier Principal (Master File) e o Dossier Específico (Local File), elaborados nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência.~~

6 - 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.

7 - 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).

8 - Os valores do balanço e 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).

9 - 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.

10 -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 – A entidade responsável pela atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador deve enviar à ERSE, até 15 de maio 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,
- a)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 185.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-A

### **Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade responsável pela gestão do mercado a prazo**

#### Artigo 185.º-A

#### Informação a fornecer à ERSE pela entidade responsável pela gestão do mercado a prazo

- 1 - A entidade responsável pela gestão de mercado a prazo 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 gestão integrada de garantias no SEN e de registo e Contratação Bilateral de Energia, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade responsável pela gestão do mercado a prazo deve apresentar 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 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 responsável pela gestão 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 responsável pela gestão 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 - Os valores do balanço e 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).

7 - 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.

8 - A entidade responsável pela gestão de mercado a prazo deve enviar à ERSE, até 15 de maio 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,

a)f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa.

9 - 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 pela gestão do mercado a prazo.

#### Artigo 185.º-B

Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Integrada de Garantias no âmbito do SEN

1 - A entidade responsável pela gestão 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.

b)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 pela entidade responsável pela gestão do mercado a prazo.

Artigo 185.º-C

Repartição de custos e proveitos na atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia

1 - A Entidade Gestora do Registo e Contratação Bilateral de Energia, 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 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 Registo e Contratação Bilateral de Energia, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A entidade responsável pela gestão do mercado a prazo, 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 pela Entidade Gestora de Registo e Contratação Bilateral de Energia, a pagar pelos utilizadores da plataforma.
- b) Proveitos decorrentes das transferências da entidade concessionária da RNT, relativas à parcela dos proveitos da Entidade Gestora de Registo e Contratação Bilateral de Energia 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 gestão do mercado a prazo.

## Secção V

### Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

Artigo 186.<sup>º</sup>ERRO! A ORIGEM DA REFERÊNCIA NÃO FOI ENCONTRADA. ]

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, sempre que enquadrada em matérias de operações efetuadas entre entidades em relações especiais de acordo com a legislação ou normativos aplicáveis, deve enviar à ERSE, até 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária, em cada ano, a documentação fiscal completa relativa aos Preços de Transferência, nomeadamente, o Dossier Principal (Master File) e o Dossier Específico (Local File), elaborados nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência.~~

5 - 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).

6 - 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).

7 - 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.

8 - 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).

9 - 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).

10 - 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).

11 - 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 27.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 27.º.

12 - 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.

13 - Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos no Artigo 154.º, no Artigo 159.º, no Artigo 160.º, no Artigo 162.º e no Artigo 163.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  $BTN \leq$  e tri-horária  $BTN >$ .
- b) Relatório que deve incluir, designadamente caracterização e atualização das amostras por tipo de ciclo de contagem.

14 - 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).

15 - 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 – A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de maio 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.

15 B – 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.

15 C – 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 120.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.

15 C – 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.

16 -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 187.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 188.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 X 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 189.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 190.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, sempre que enquadrado em matérias de operações efetuadas entre entidades em relações especiais de acordo com a legislação ou normativos aplicáveis, deve enviar à ERSE, até 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária, em cada ano, a documentação fiscal completa relativa aos Preços de Transferência,~~

~~nomeadamente, o Dossier Principal (Master File) e o Dossier Específico (Local File), elaborados nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência.~~

5 - 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).

6 - O comercializador de último recurso deve repartir as demonstrações de resultados e os investimentos por atividade e nível de tensão.

7 - 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).

8 - 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.

9 - 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).

10 - 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).

11 - 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).

12 - 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).

13 -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.

14 -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).

15 -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.

16 -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 A – O Comercializador de Último Recurso deve enviar à ERSE, até 15 de maio 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,

añ) 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 191.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 192.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 193.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 126.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 194.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, sempre que enquadrado em matérias de operações efetuadas entre entidades em relações especiais de acordo com a legislação ou normativos aplicáveis, deve enviar à ERSE, até 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária, em cada ano, a documentação fiscal completa relativa aos Preços de Transferência, nomeadamente, o Dossier Principal (Master File) e o Dossier Específico (Local File), elaborados nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência.~~

5 - 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.

6 - O agregador de último recurso deve repartir as demonstrações de resultados e os investimentos por atividade.

7 - 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).

8 - 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.

9 - 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.

10 - 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.

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 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).

12 - 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.

13 -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 A – O agregador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de maio 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:

- c) natureza das operações e respetivo valor,
- d) empresa contraparte e o devido suporte contratual,
- e) regras da definição dos custos a imputar a cada empresa e respetivos critérios de alocação,
- f) justificação e fundamentação do processo de *pricing* das operações,
- g) justificação e fundamentação dos recursos utilizados e da sua adequação às exigências para o desenvolvimento da atividade regulada,
- h) 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 195.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 196.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 197.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, sempre que enquadrada em matérias de operações efetuadas entre entidades em relações especiais de acordo com a legislação ou normativos aplicáveis, deve enviar à ERSE, até 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária, em cada ano, a documentação fiscal completa relativa aos Preços de Transferência, nomeadamente, o Dossier Principal (Master File) e o Dossier Específico (Local File), elaborados nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência.~~

5 - 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.

6 - 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).

7 - 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.

8 - 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).

9 - 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).

10 - 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).

11 - 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<sub>2</sub> atribuídas às centrais da empresa responsável pela distribuição na RAA e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).

11 A – A empresa responsável pela rede elétrica na RAA deve enviar à ERSE, até 15 de maio 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,
- a)f) justificação para a decisão de contratação interna do serviço em detrimento da aquisição externa

12 -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 198.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 deve apresentar a seguinte informação complementar:

- a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição.
- b) Custos de Comercialização.
- c) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 - 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.

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 a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAA.

#### Artigo 199.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 200.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 133.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 201.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 reguladas.

~~4 - A empresa responsável pela rede elétrica na RAM, sempre que enquadrado em matérias de operações efetuadas entre entidades em relações especiais de acordo com a legislação ou normativos aplicáveis, deve enviar à ERSE, até 15 dias úteis após a data de envio estabelecida pela Autoridade Tributária, em cada ano, a documentação fiscal completa relativa aos Preços de Transferência, nomeadamente, o Dossier Principal (Master File) e o Dossier Específico (Local File), elaborados nos termos do disposto da legislação fiscal em matéria dos preços de transferência.~~

5 - 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.

6 - 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).

7 - 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.

8 - 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).

9 - 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).

10 - 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).

10 A – A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE até 15 de maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> atribuídas às centrais da empresa responsável pela distribuição na RAM e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).

10 B – A empresa responsável pela rede elétrica na RAM deve enviar à ERSE, até 15 de maio 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,
- e)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 202.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 deve apresentar a seguinte informação complementar:

- a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição.
- b) Custos de Comercialização.
- c) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 - 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.

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 a enviar pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM.

#### Artigo 203.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 204.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 140.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 205.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 206.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 agente comercial~~, do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, da entidade responsável pela gestão 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 207.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das atividades da entidade concessionária da RNT, ~~do agente comercial~~, do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, da entidade responsável pela gestão 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 agente comercial~~, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 156.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 208.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 ~~pelo agente comercial,~~ pela entidade concessionária da RNT, pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, pela entidade responsável pela gestão 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, ~~ao agente comercial~~, à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 209.º

##### Fixação das tarifas

1 - A ERSE solicita ~~ao agente comercial~~, à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 ~~ao agente comercial,~~ à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 210.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 211.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 212.º

Informação económico-financeira

1 - ~~O agente comercial, a~~ entidade concessionária da RNT, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, a entidade responsável pela gestão 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 às operações intragrupo, 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 - ~~O agente comercial, a~~ entidade concessionária da RNT, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, a entidade responsável pela gestão 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 do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por atividade, para o ano em curso (t-1).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa 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 do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa 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 213.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 177.º.

2 - A ERSE envia ~~ao agente comercial,~~ à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 214.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 ~~pelo agente comercial, ou~~ pela entidade concessionária da RNT, ou pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, ou pela entidade responsável pela gestão 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, ~~ao agente comercial,~~ à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 - ~~O agente comercial,~~ a entidade concessionária da RNT, o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, a entidade responsável pela gestão 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, ~~ao agente comercial,~~ à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 215.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 ~~ao agente comercial,~~ à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 ~~ao agente comercial,~~ à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 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 ~~ao agente comercial,~~ à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 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, enviando ~~os ao agente comercial,~~ à entidade concessionária da RNT, ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, à entidade responsável pela gestão 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 216.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 217.º

Definição da solução a adotar

- 1 - A ERSE analisa o impacto 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 218.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 219.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 220.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 221.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 222.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 785/2021, de 23 de agosto, sendo a atualização financeira calculada ao abrigo do presente Regulamento.

##### Artigo 222.º-A

##### 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 223.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 IV do Capítulo VI, com as necessárias adaptações decorrentes de ser realizada apenas a atividade de mudança de agregador.

#### Artigo 224.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 175.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 225.º

Custos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

A definição dos parâmetros previstos no Artigo 122.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 226.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 227.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 228.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 229.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 230.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 231.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 232.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 233.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 234.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 235.º

Norma revogatória

É revogado o Regulamento n.º ~~785/2021, de 23 de agosto~~ 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 ~~813/2021, de 16 de novembro~~ 159/2025/2, de 12 de fevereiro.

Artigo 236.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

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

---

