

Participou, enquanto orador e formador:

European Judicial Training for Court Staff and Bailiffs: Promoting and supporting the European cross-border cooperation — EJT (2018);

Formação sobre obtenção de prova e videoconferência transfronteiriça, Direção-Geral da Administração da Justiça (2017);

Ação de Formação Contínua sobre Direito Internacional da Família, Centro de estudos Judiciários (2016);

Formação sobre “Convenções e Regulamentos Europeus”, Instituto de Registos e Notariado (2014).

Outros elementos:

Coautor e responsável pela manutenção do *site* do Ponto de Contacto Português da RJE-Civil, destinado à disponibilização de conteúdos jurídicos na área da cooperação judiciária civil europeia e internacional (URL: <http://www.redecivil.mj.pt/>).

311966522

Deliberação n.º 91/2019

Por Deliberação do Conselho Administrativo do Conselho Superior da Magistratura, de 8 de janeiro de 2019, foi nomeada a escritã auxiliar Vanessa Alexandra Nunes Boto, como pessoal de apoio técnico-administrativo do Gabinete de Apoio ao Vice-Presidente e aos Membros do Conselho Superior da Magistratura, ao abrigo do disposto nos n.ºs 6 e 8, do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 11/2012, de 20 de janeiro, conjugado com o n.º 7, do artigo 19.º da Lei n.º 36/2007, de 14 de agosto, com efeitos a 2 de janeiro de 2019.

8 de janeiro de 2019. — O Juiz-Secretário do Conselho Superior da Magistratura, *Carlos Castelo Branco*.

ANEXO

Nota Curricular

Nome: Vanessa Alexandra Nunes Boto

Data de nascimento: 26-08-1988

Habilitações Académicas:

Frequência do Mestrado em Direito — especialização em Ciências Jurídicas da Universidade Autónoma de Lisboa;

Licenciada em Direito, pela Universidade Autónoma de Lisboa;

Licenciatura em Técnico Superior de Justiça, pela Universidade de Aveiro.

Percurso Profissional:

Desde abril de 2018, nomeada em comissão de serviço no Conselho Superior da Magistratura, no Gabinete de Apoio ao Vice-Presidente e aos Membros;

Em 2010, ingressou na função pública, na carreira de Oficial de Justiça, tendo exercido as funções de Escrivã Auxiliar no 4.º Juízo Criminal e Instrução Criminal de Loures, na 2.ª Unidade Central Criminal de Loures e no Gabinete de Apoio aos Órgãos de Gestão da Comarca de Lisboa Norte;

De janeiro a abril de 2010, exerceu funções administrativas no Instituto da Mobilidade e dos Transportes Terrestres (IMTT) de Aveiro;

De setembro de 2009 a dezembro de 2009, no Ministério da Justiça (ITIJ) prestou colaboração na implementação do projeto *Citius*, dando apoio técnico, presencial, a todos os Juizes dos Tribunais da Comarca de Aveiro.

Formação Profissional:

Frequentou diversas ações de formação, entre elas a de Criação de *Homepage* para as Comarcas (tribunais.org.pt) ministrada pelo IGFEJ e a de Recursos Humanos pela DGAIJ.

311966603

Deliberação n.º 92/2019

Por Deliberação do Conselho Administrativo do Conselho Superior da Magistratura, de 8 de janeiro de 2019, ao abrigo do disposto no n.º 1, do artigo 11.º e na alínea a) do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 11/2012, de 20 de janeiro, foi exonerada das funções de pessoal de apoio técnico-administrativo do Gabinete de Apoio ao Vice-Presidente e aos Membros do Conselho Superior da Magistratura, a escritã auxiliar Teresa Gomes Marques com efeitos à data de 1 de janeiro de 2019, para o qual foi nomeada através da Deliberação n.º 56/2017, de 9 de janeiro de 2017, com efeitos reportados a 1 de janeiro de 2017, publicado no *Diário da República*, 2.ª série, n.º 16, de 23 de janeiro de 2017.

8 de janeiro de 2019. — O Juiz-Secretário do Conselho Superior da Magistratura, *Carlos Castelo Branco*.

311966409

Despacho n.º 783/2019

Nos termos do disposto na alínea a) do n.º 1 do artigo 54.º do Decreto-Lei n.º 343/99, de 26 de agosto, que aprovou o Estatuto dos Funcionários de Justiça, e obtida a anuência da Direção-Geral da Administração da Justiça, nomeio, em comissão de serviço, a Escrivã Auxiliar Ricarda Filipa Faria Melo, para o exercício de funções neste Conselho Superior da Magistratura, com efeitos a 15 de janeiro de 2019.

3 de janeiro de 2019. — O Juiz-Secretário do Conselho Superior da Magistratura, *Carlos Castelo Branco*.

311965486

Despacho (extrato) n.º 784/2019

Por despacho do Exmo. Senhor Vice-Presidente do Conselho Superior da Magistratura, de 04 de janeiro de 2019, foi autorizado que os efeitos da licença especial concedida à Exma. Senhora Juíza Desembargadora Dra. Maria José da Costa Machado para o exercício de funções na Região Administrativa Especial de Macau, se produzam a partir de 21 de janeiro de 2019.

7 de janeiro de 2019. — O Juiz-Secretário do Conselho Superior da Magistratura, *Carlos Castelo Branco*.

311965097



PARTE E

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Diretiva n.º 5/2019

Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2019

Nos termos dos seus Estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, cabe à ERSE estabelecer e aprovar os valores das tarifas e preços regulados, aplicáveis em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, no quadro da lei e do Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, com as alterações introduzidas na recente revisão regulamentar nos termos aprovados a 13 de dezembro de 2018.

Ao abrigo do artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, o cálculo e a aprovação das tarifas aplicáveis às diversas atividades, considerando como tal as tarifas de uso das redes, de operação logística de mudança de comercializador, de uso global do sistema e comercialização de última recurso, obedecem aos princípios

da igualdade de tratamento e de oportunidades, uniformidade tarifária, fomentando-se a convergência dos sistemas elétricos de Portugal continental e das Regiões Autónomas, transparência na formulação e fixação das tarifas, inexistência de subsídios cruzados entre atividades e clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária, transmissão de sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do Sistema Elétrico Nacional (SEN), proteção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando-se concomitantemente o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas em condições de uma gestão eficiente e contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário do setor elétrico e demais legislação aplicável, foram submetidos pelo Conselho de Administração da ERSE à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, e da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019”, a qual integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico”, (ii) “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2019”; (iii) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2019”.

O parecer do Conselho Tarifário, a ponderação da ERSE sobre este, bem como os demais documentos justificativos da decisão de aprovação de tarifas e preços de energia elétrica para 2019, são públicos, através da sua disponibilização na página de internet da ERSE. Na análise das tarifas e preços a vigorarem em 2019 deve ser igualmente considerado o quadro regulatório definido para o período 2018-2020, tendo em conta o Regulamento Tarifário do setor elétrico aplicável, assim como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

Desde 1 de janeiro de 2013, que as tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passaram a ter um carácter transitório. Em 2019 estas tarifas aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, considerando a extensão do prazo até 31 de dezembro de 2020, nos termos do disposto na Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, e na Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, no que respeita aos fornecimentos em baixa tensão normal, e na Portaria n.º 364-A/2017, de 3 de dezembro, para os restantes fornecimentos.

As tarifas de acesso às redes são pagas por todos os clientes pela utilização das infraestruturas das redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de venda a cliente finais, independentemente do comercializador escolhido pelo cliente. Em 2019, as tarifas de acesso às redes registam uma variação negativa em todos os níveis de tensão, motivada pela descida generalizada das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição e na tarifa de uso global do sistema, que inclui os custos de interesse económico geral e de política energética.

Na sequência da 68.ª consulta pública, em outubro de 2018, a ERSE aprovou uma alteração ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico para a introdução de mecanismos de aprovisionamento eficiente do comercializador de último recurso e de adequação da tarifa de energia. Neste contexto, é aprovado, para 2019, o parâmetro que traduz o limiar, medido em euros por kWh, a partir do qual é aplicado o mecanismo de atualização de preços de energia, bem como o parâmetro que define o valor do desvio, em valor absoluto, a partir do qual a tarifa de energia é objeto de revisão.

De uma forma simplificada, a variação apresentada para as tarifas transitórias de venda a clientes finais reflete as variações conjugadas dos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de acesso às redes e da tarifa de energia.

O aumento da tarifa de energia elétrica, reflete o forte crescimento do preço da energia elétrica nos mercados de futuros nas entregas para 2019 que, por sua vez, refletirá, até um certo ponto, a evolução verificada nos mercados de futuros dos preços dos combustíveis fósseis (petróleo e carvão) e, principalmente, dos preços das licenças de emissão de CO₂.

A diminuição significativa dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso às redes pode ser explicada, por um lado, pela variação dos proveitos com as atividades de uso das redes de transporte e de distribuição, e por outro, pela diminuição, de monta, dos proveitos a recuperar pela tarifa de uso global do sistema.

Ao nível dos proveitos com as atividades de uso das redes de transporte e de distribuição, a consolidação das metodologias de regulação impostas pela ERSE para o atual período de regulação, conjuntamente com a diminuição das taxas de remuneração (parcialmente indexadas às yields das Obrigações do Tesouro) sustentam a diminuição das tarifas de uso das redes.

Registe-se que as tarifas de uso das redes incorporam as rendas de concessão aos municípios, cuja evolução, indexada à evolução do consumo, não é controlável pela ERSE. Assim, caso não fosse incluída esta parcela, a diminuição da tarifa de uso das redes seria ainda maior.

A grande maioria dos proveitos recuperados pela tarifa de uso global do sistema (UGS) dizem respeito a custos de política energética e de interesse económico geral (CIEG). A forte diminuição da tarifa de UGS deve-se, em grande medida, a um conjunto de novas medidas mitigadoras dos CIEG. Contudo, sublinhe-se que a não concretização das medidas implica a posterior devolução, com juros, dos montantes devidos às empresas pelos consumidores, que gera uma indesejável instabilidade tarifária.

Importa ainda sublinhar o impacto positivo para a diminuição da tarifa de UGS decorrente da aplicação de legislação já em vigor para o setor elétrico, designadamente o Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, que transpõe para a ordem jurídica nacional a diretiva n.º 2003/87/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de outubro relativa à criação de um regime de comércio de licenças de emissão de gases com efeito de estufa na Comunidade. Com a manutenção deste diploma, na redação vigente, parte do crescimento das receitas decorrentes dos leilões de licenças de emissão de CO₂ (que viram o seu preço triplicar no espaço de um ano) poderá ter um efeito bastante positivo na tarifa de UGS, que foi considerado nas tarifas.

Recorde-se que nos últimos anos, o SEN tem contribuído significativamente para apoiar as metas de Quioto, através da integração de energias renováveis. No entanto, este esforço teve um reflexo negativo nos preços das tarifas de acesso às redes, que resulta da incorporação nestes preços do diferencial de custo associado ao pagamento de remunerações garantidas à produção renovável.

Os preços dos serviços regulados são estabelecidos tendo em consideração a estrutura de custos de acordo com a informação justificativa que acompanha as propostas dos operadores e, na sua ausência, aplicação dos critérios de atualização que melhor se adequam à estrutura e natureza das

atividades desenvolvidas. Neste contexto, no que se refere aos preços dos serviços regulados em 2019 salienta-se o seguinte: (i) os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas e os preços relativos à interrupção e ao restabelecimento de forma remota não sofrem alterações face a 2018; (ii) na generalidade dos casos, em Portugal continental, os preços sofrem um aumento de 0,2 %, como resultado da revisão extraordinária do contrato de empreitada contínua do operador de rede; (iii) nas regiões autónomas, os preços sofrem um aumento de 1,5 %, valor do deflator implícito no consumo privado, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização; (iv) os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5 % em 2019, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços — é o caso do adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica.

Nestes termos, considerando os pareceres do Conselho Tarifário e os comentários recebidos dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, demais normas invocadas no anexo, e do artigo 196.º do Regulamento Tarifário, delibera:

1.º Aprovar as tarifas e preços de energia elétrica a vigorar em 2019, bem como os parâmetros para a sua definição, nos termos do anexo à presente deliberação que dela faz parte integrante, designadamente:

1.1 — As tarifas de acesso às redes, que compreendem designadamente:

a) Tarifas de acesso às redes para as entregas a clientes, as tarifas de acesso às redes aplicáveis a operadores da rede e comercializadores de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão Normal (BTN), bem como as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica;

b) Tarifas por atividade: (i) Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador; (ii) Tarifas por atividade da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT); (iii) Tarifas por atividade a aplicar pelos ORD;

c) Períodos horários em Portugal continental;

d) Fatores de ajustamento para perdas em Portugal continental.

1.2 — As tarifas sociais:

a) Tarifas sociais de acesso às redes;

b) Tarifas sociais de venda a clientes finais;

c) Valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis.

1.3 — As tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental, que compreendem:

a) Tarifas transitórias de venda a clientes finais;

b) Tarifas transitórias da atividade de comercialização de último recurso;

c) Períodos horários das tarifas transitórias.

1.4 — As tarifas de venda a clientes finais na Região Autónoma dos Açores:

a) Tarifas de venda a clientes finais;

b) Períodos horários;

c) Fatores de ajustamento para perdas.

1.5 — As tarifas de venda a clientes finais na Região Autónoma da Madeira:

a) Tarifas de venda a clientes finais;

b) Períodos horários;

c) Fatores de ajustamento para perdas.

1.6 — Os parâmetros para a definição das tarifas.

1.7 — Os parâmetros do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2018-2020.

1.8 — Os parâmetros do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020.

1.9 — Os parâmetros e expressões adicionais do mecanismo de incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT para o período regulatório 2018-2020.

1.10 — As transferências entre entidades do SEN.

1.11 — A divulgação do serviço da dívida.

1.12 — Os preços dos serviços regulados.

2.º Os valores das tarifas e preços aprovados pela presente Diretiva produzem efeitos, em qualquer caso, a partir de 1 de janeiro de 2019 em todo o território nacional.

17 de dezembro de 2018. — O Conselho de Administração: *Maria Cristina Portugal — Alexandre Silva Santos — Mariana Pereira.*

ANEXO

I — Tarifas de acesso às redes

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário, os comentários recebidos pelas entidades legalmente competentes, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, do artigo 22.º e seguintes do Regulamento da Mobilidade Elétrica, aprovado pelo Regulamento da ERSE n.º 879/2015, de 22 de dezembro, artigo 13.º da Diretiva n.º 6/2018, de 27 de fevereiro, e dos artigos 24.º a 26.º, 28.º, 30.º, 37.º, 39.º, 40.º, 41.º, 76.º, 80.º, 196.º e 197.º todos do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, com as alterações introduzidas na revisão regulamentar nos termos aprovados a 13 de dezembro de 2018, aprova as tarifas de acesso às redes.

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, pelos operadores das redes de distribuição em BT, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM às entregas a clientes, as tarifas de acesso à rede aplicáveis aos operadores da rede exclusivamente em BT e as tarifas de acesso relativas à Mobilidade Elétrica são apresentadas em I.1.

A tarifa de operação logística de mudança de comercializador é apresentada em I.2.1

As tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT são apresentadas em I.2.2

As tarifas por atividade a aplicar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, pelos operadores das redes de distribuição em BT, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito das entregas a clientes, são apresentadas em I.2.3.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica em Portugal continental previstos no artigo 31.º do Regulamento Tarifário são apresentados em I.3.

Os valores dos fatores de ajustamento para perdas em Portugal continental definidos nos artigos 27.º e 28.º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, aprovado pelo Regulamento n.º 560/2014, de 22 de dezembro na redação do Regulamento n.º 620/2017, de 18 de dezembro, são apresentados em I.4.

I.1 — Tarifas de acesso às redes para as entregas a clientes, tarifas de acesso às redes aplicáveis a operadores da rede e comercializadores de último recurso exclusivamente em BTN e tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica.

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar, pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, pelos operadores das redes de distribuição em BT, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor da RAM, às entregas a clientes, incluindo a iluminação pública, resultantes da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e das tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador apresentadas em I.2, são as seguintes:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	1,410	0,0464
	Contratada	0,684	0,0225
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0270	
	Horas cheias	0,0218	
	Horas de vazio normal	0,0136	
	Horas de super vazio	0,0136	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0269	
	Horas cheias	0,0218	
	Horas de vazio normal	0,0136	
	Horas de super vazio	0,0136	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0228	
	Capacitiva	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	3,271	0,1075
	Contratada	0,623	0,0205
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0349	
	Horas cheias	0,0261	
	Horas de vazio normal	0,0138	
	Horas de super vazio	0,0136	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0348	
	Horas cheias	0,0261	
	Horas de vazio normal	0,0138	
	Horas de super vazio	0,0136	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0228	
	Capacitiva	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	5,928	0,1949
	Contratada	0,984	0,0324
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0499	
	Horas cheias	0,0387	
	Horas de vazio normal	0,0143	
	Horas de super vazio	0,0136	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0496	
	Horas cheias	0,0384	
	Horas de vazio normal	0,0142	
	Horas de super vazio	0,0137	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0248	
	Capacitiva	0,0187	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	13,857	0,4556
	Contratada	1,292	0,0425
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0742	
	Horas cheias	0,0531	
	Horas de vazio normal	0,0215	
	Horas de super vazio	0,0192	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0734	
	Horas cheias	0,0527	
	Horas de vazio normal	0,0210	
	Horas de super vazio	0,0193	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0296	
	Capacitiva	0,0226	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa tri-horária	27,6	35,74	1,1751
	34,5	44,68	1,4688
	41,4	53,61	1,7626
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1929	
	Horas cheias	0,0631	
	Horas de vazio	0,0149	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,49	0,0490
	2,3	2,98	0,0979
	3,45	4,47	0,1469
	4,6	5,96	0,1958
	5,75	7,45	0,2448
	6,9	8,94	0,2938
	10,35	13,40	0,4407
	13,8	17,87	0,5875
	17,25	22,34	0,7344
	20,7	26,81	0,8813
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0716	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0970	
	Horas de vazio	0,0331	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1825	
	Horas cheias	0,0725	
	Horas de vazio	0,0331	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM IP (>20,7 kW)		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Contratada	1,295	0,0426
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1929	
	Horas cheias	0,0631	
	Horas de vazio	0,0149	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM IP (≤20,7 kW)		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Contratada	1,295	0,0426
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0716	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0970	
	Horas de vazio	0,0331	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1825	
	Horas cheias	0,0725	
	Horas de vazio	0,0331	

* RRC art. 119.º, n.º 6

As tarifas de Acesso às Redes em IP aplicam-se a um único circuito de IP que agrega de forma virtual todos os circuitos de IP alimentados pelo mesmo Posto de Transformação.

Para o ano de 2019, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos CIEG, para efeitos de aplicação do artigo 121.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico pelos comercializadores, são os seguintes:

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	70%
AT	64%
MT	56%
BTE	58%
BTN > 20,7 kVA	54%
BTN ≤ 20,7 kVA	62%

As tarifas de acesso às redes aplicáveis aos clientes participantes no projeto-piloto para o período entre 1 de janeiro de 2019 e 31 de maio de 2019 são as apresentadas nos quadros seguintes:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT	PREÇOS	
Potência	(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Horas de super ponta	0,754	0,0248
Horas de ponta normal	0,656	0,0216
Contratada	0,684	0,0225
Energia ativa	(EUR/kWh)	
Horas de ponta	0,0270	
Horas cheias	0,0218	
Horas de vazio normal	0,0136	
Horas de super vazio	0,0136	
Energia reactiva	(EUR/kvarh)	
Fornecida	0,0228	
Recebida	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT	PREÇOS	
Potência	(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Horas de super ponta	1,822	0,0599
Horas de ponta normal	1,449	0,0476
Contratada	0,623	0,0205
Energia ativa	(EUR/kWh)	
Horas de ponta	0,0349	
Horas cheias	0,0261	
Horas de vazio normal	0,0138	
Horas de super vazio	0,0136	
Energia reactiva	(EUR/kvarh)	
Fornecida	0,0228	
Recebida	0,0171	

* RRC art. 119.º, n.º 5

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT	PREÇOS	
Potência	(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Horas de super ponta	3,456	0,1136
Horas de ponta normal	2,472	0,0813
Contratada	0,984	0,0324
Energia ativa	(EUR/kWh)	
Horas de ponta	0,0498	
Horas cheias	0,0386	
Horas de vazio normal	0,0143	
Horas de super vazio	0,0137	
Energia reactiva	(EUR/kvarh)	
Fornecida	0,0248	
Recebida	0,0167	

* RRC art. 119.º, n.º 5

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão são os seguintes:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS ORD E AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT	PREÇOS	
Potência	(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Horas de ponta	5,928	0,1949
Contratada	0,984	0,0324
Energia ativa	(EUR/kWh)	
Horas de ponta	0,0662	
Horas cheias	0,0464	
Horas de vazio normal	0,0225	
Horas de super vazio	0,0214	
Horas de ponta	0,0659	
Horas cheias	0,0461	
Horas de vazio normal	0,0224	
Horas de super vazio	0,0215	
Energia reativa	(EUR/kvarh)	
Indutiva	0,0248	
Capacitiva	0,0187	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT repartidos pelas várias tarifas por atividade são os seguintes:

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM A TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT APLICÁVEL AOS ORDs E AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT											
TARIFAS POR ATIVIDADE	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)							
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
USO GLOBAL DO SISTEMA	4	-	0,581	0,0617	0,0426	0,0199	0,0194	0,0617	0,0426	0,0199	0,0194
USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT	4	2,92	-	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT	4	0,569	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004
USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT	4	2,439	0,403	0,0026	0,0021	0,0014	0,001	0,0024	0,002	0,0013	0,001
OLMC	-	-	0,000	-	-	-	-	-	-	-	-

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a todos os carregamentos da Mobilidade Elétrica, nos Pontos de Carregamento a utilizadores de veículo elétrico (UVE), são as seguintes:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA	PREÇOS	
Energia ativa	(EUR/kWh)	
Baixa Tensão - Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1913
	Horas cheias	0,0813
	Horas de vazio	0,0419

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA	PREÇOS	
Energia ativa	(EUR/kWh)	
Baixa Tensão - Tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,1058
	Horas de vazio	0,0419

Os preços da tarifa de Acesso às Redes aplicável à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a UVE repartidos pelas várias atividades são os seguintes:

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES TRI-HORÁRIAS APLICÁVEIS À MOBILIDADE				
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)		
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	3	0,0701	0,0497	0,0317
Uso da Rede de Transporte em AT	3	0,0405	0,0009	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	3	0,0087	0,0008	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	3	0,0435	0,0023	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	3	0,0285	0,0276	0,0075
OLMC	3	0,0000	0,0000	0,0000

**PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE
QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES BI-
HORÁRIAS APLICÁVEIS À MOBILIDADE**

Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)	
		Horas fora de vazio	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	2	0,0543	0,0317
Uso da Rede de Transporte em AT	2	0,0097	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	2	0,0026	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	2	0,0114	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	2	0,0278	0,0075
OLMC	2	0,0000	0,0000

I.2 — Tarifas por atividade

I.2.1 — Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador

Os preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT, são os seguintes:

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência	(EUR/MW.mês)	
	MAT	0,002
	AT	0,004
	MT	0,066
	BTE	0,283
	BTN	2,632

I.2.2 — Tarifas por atividade do operador da rede de transporte em Portugal continental

As tarifas por atividade a aplicar pelo operador da rede de transporte em Portugal continental são as seguintes:

I.2.2.1 — Tarifa de Uso Global do Sistema

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema são os seguintes:

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0027
	Horas cheias	0,0027
	Horas de vazio normal	0,0027
	Horas de super vazio	0,0027

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são os seguintes:

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0092
	Horas cheias	0,0092
	Horas de vazio normal	0,0092
	Horas de super vazio	0,0092

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, que integra as duas parcelas anteriores, são os seguintes:

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0119
	Horas cheias	0,0119
	Horas de vazio normal	0,0119
	Horas de super vazio	0,0119

I.2.2.2 — Tarifas de Uso da Rede de Transporte

I.2.2.2.1 — Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND são os seguintes:

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/MWh)	
	Horas de fora de vazio	0,5482
	Horas de vazio	0,4238

I.2.2.2.2 — Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT são os seguintes:

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência	(EUR/kW.mês)	
	Horas de ponta	1,410
	Contratada	0,103
Energia ativa	(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa	(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0228
	Capacitiva	0,0171

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência	(EUR/kW.mês)	
	Horas de ponta	2,291
	Contratada	0,274
Energia ativa	(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa	(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0228
	Capacitiva	0,0171

I.2.3 — Tarifas por atividade dos operadores da rede de distribuição

As tarifas por atividade a aplicar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, pelos operadores das redes de distribuição em BT, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no âmbito das entregas a clientes, são as seguintes:

I.2.3.1 — Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador a aplicar pelos operadores da rede de distribuição em Portugal Continental

Os preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, são os seguintes:

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência	(EUR/MW.mês)	
	MAT	0,002
	AT	0,004
	MT	0,066
	BTE	0,283
	BTN	2,632

1.2.3.2 — Tarifa de Uso Global do Sistema

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos com a gestão do sistema, são os seguintes:

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0027
	Horas cheias	0,0027
	Horas de vazio normal	0,0027
	Horas de super vazio	0,0027

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias são os seguintes:

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I					
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027
AT	4	0,0027	0,0027	0,0027	0,0027
MT	4	0,0029	0,0028	0,0028	0,0028
BTE	4	0,0031	0,0031	0,0030	0,0029
BTN>	3	0,0031	0,0031	0,0030	
BTN< tri-horárias	3	0,0031	0,0031	0,0030	
BTN bi-horárias	2	0,0031		0,0030	
BTN simples	1	0,0031			

Os artigos 4.º e 5.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação dada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, estabelecem que, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos parâmetros de imputação dos CIEG, pode a ERSE determinar os respetivos parâmetros por forma a assegurar a estabilidade tarifária.

Neste contexto, nos termos do n.º 4 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação dada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, indicam-se as percentagens de imputação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, dos sobrecustos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RA) e dos sobrecustos

com os CAE (CAE_j), que asseguram estabilidade na variação das tarifas de acesso às redes.

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA _i	2,980%	16,052%	76,020%	28,496%	11,646%	-35,192%
CAE _i	2,980%	16,052%	76,020%	28,496%	11,646%	-35,192%

Nos termos do n.º 5 e do n.º 10 do artigo 5.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação dada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, indicam-se os fatores de modulação dos CIEG por período horário, que asseguram estabilidade na variação das tarifas de acesso às redes por termo tarifário de energia.

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
Kp _i ^{CIEG}	1,700	1,850	1,750	1,750	2,500	1,680
KC _i ^{CIEG}	1,300	1,300	1,300	1,180	1,000	1,120

Para efeitos do n.º 8 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, os parâmetros α relativos aos CIEG previstos no referido n.º 8 do artigo 4.º são os seguintes:

	α
CAE	0,445
PRE (não DL90/2006)	0,445
Outros CIEG	0,000

No quadro seguinte apresentam-se os preços dos Custos de Interesse Económico Geral e de política energética por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento, determinados nos termos estabelecidos pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, que altera a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional, com as alterações das Portarias n.º 212-A/2014, de 14 de outubro e n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, respetivamente.

Unid: €/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN > 20,7 kVA			BTN ≤ 20,7 kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,31	0,23	0,05	2,05	1,38	0,37	8,90	3,56	0,61	55,27	36,85	20,67
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	9,38	7,17	3,73	10,21	7,17	2,92	9,66	7,17	1,68	9,66	6,51	1,74	13,79	5,52	0,95	9,27	6,18	3,47
Sobrecusto dos CAE	3,59	2,75	1,43	6,54	4,60	1,87	13,63	10,13	2,37	22,79	15,36	4,10	22,11	8,84	1,53	-5,70	-3,80	-2,13
Garantia de potência	0,72	0,55	0,29	0,78	0,55	0,22	0,74	0,55	0,13	0,74	0,50	0,13	1,06	0,42	0,07	0,71	0,48	0,27
Sobrecusto RAs	2,87	2,19	1,14	5,22	3,67	1,50	10,88	8,08	1,89	18,19	12,27	3,27	17,65	7,06	1,22	-4,55	-3,03	-1,70
Estabilidade (DL 165/2008)	4,89	3,74	1,95	5,32	3,74	1,52	5,03	3,74	0,87	5,03	3,39	0,91	7,18	2,87	0,50	4,83	3,22	1,81
Ajust. de aquisição de energia	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Diferencial extinção TVCF	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18	-0,18
Sobreprovento	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04
Terrenos	0,46	0,35	0,18	0,50	0,35	0,14	0,47	0,35	0,08	0,47	0,32	0,08	0,67	0,27	0,05	0,45	0,30	0,17
PPEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	22,36	17,20	9,17	29,02	20,53	8,63	41,17	30,70	7,52	59,37	40,18	11,05	71,83	29,00	5,37	60,72	40,63	22,99

Unid: €/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA
CMEC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Sobrecusto dos CAE	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Total	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58

O quadro seguinte apresenta os valores associados aos CIEG, por nível de tensão.

Unid: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL 90/2006)	0,0	0,0	2,7	4,0	7,4	537,9	552,2
Sobrecusto PRE (não DL 90/2006)	15,2	45,6	111,0	28,0	21,4	242,7	463,8
Sobrecusto dos CAE	6,5	29,0	135,8	50,4	24,5	37,9	284,1
CMEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1
Garantia de potência	0,9	3,0	6,5	1,5	0,9	6,9	19,8
Sobrecusto RAs	3,8	20,2	95,7	35,9	14,7	-44,3	125,9
Estabilidade (DL 165/2008)	6,4	20,6	44,2	9,9	6,0	47,0	134,1
Ajust. de aquisição de energia	1,5	4,8	10,2	2,3	1,4	10,9	31,0
Diferencial extinção TVCF	-0,4	-1,3	-2,7	-0,6	-0,4	-2,9	-8,3
Sobreprovento	-0,1	-0,3	-0,6	-0,1	-0,1	-0,7	-2,0
Terrenos	0,6	1,9	4,1	0,9	0,6	4,4	12,6
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	34,4	123,5	406,9	132,1	76,3	839,7	1 613,0

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias são os seguintes:

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,581	0,0236	0,0185	0,0104	0,0104
AT	4	0,581	0,0304	0,0219	0,0099	0,0099
MT	4	0,581	0,0425	0,0321	0,0089	0,0088
BTE	4	0,581	0,0609	0,0416	0,0125	0,0125
BTN>	3	0,581	0,0734	0,0305	0,0068	
BTN< tri-horárias	3	0,581	0,0630	0,0426	0,0247	
BTN bi-horárias	2	0,581	0,0472		0,0247	
BTN simples	1	0,581		0,0382		

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias são os seguintes:

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,581	0,0263	0,0212	0,0131	0,0131
AT	4	0,581	0,0331	0,0246	0,0126	0,0126
MT	4	0,581	0,0454	0,0349	0,0117	0,0116
BTE	4	0,581	0,0640	0,0447	0,0155	0,0154
BTN>	3	0,581	0,0765	0,0336	0,0098	
BTN< tri-horárias	3	0,581	0,0661	0,0457	0,0277	
BTN bi-horárias	2	0,581	0,0503		0,0277	
BTN simples	1	0,581		0,0413		

Os preços da potência contratada relativa aos CMEC da tarifa de Uso Global do Sistema, desagregados por cada uma das suas componentes, são os seguintes:

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada CMEC (EUR/kW.mês)				Componente de alinhamento	CMEC - EDP Distribuição
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA					
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Parcela de acerto	
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual - ajustamento final CMEC	Ajustamento		Ajustamento
MAT	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
AT	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
MT	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTE	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTN>	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTN< tri-horárias	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTN bi-horárias	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158
BTN simples	0,118	0,000	0,040	0,001	-0,001	-0,158

O quadro seguinte apresenta o valor associado à recuperação dos custos decorrentes de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral ($V_{CIEG,t}$), em € por kW, apurado para 2019, nos termos do artigo 25.º, n.º 2, alínea a) do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{CIEG,2019}$ (€/kW)/mês
AT	3,130
MT	4,080
BTE	5,485
BTN > 20,7 kVA	5,432
BTN ≤ 20,7 kVA	7,517

I.2.3.3 — Tarifas de Uso da Rede de Transporte

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte são os seguintes:

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência	(EUR/kW.mês)	
	Horas de ponta	1,410
	Contratada	0,103
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta
		0,0007
		Horas cheias
		0,0006
		Horas de vazio normal
		0,0005
		Horas de super vazio
		0,0005
	Períodos II, III	Horas de ponta
		0,0006
		Horas cheias
		0,0006
		Horas de vazio normal
		0,0005
		Horas de super vazio
		0,0005
Energia reativa	(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0228
		Capacitiva
		0,0171

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência	(EUR/kW.mês)	
	Horas de ponta	2,343
	Contratada	0,280
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta
		0,0009
		Horas cheias
		0,0008
		Horas de vazio normal
		0,0007
		Horas de super vazio
		0,0006
	Períodos II, III	Horas de ponta
		0,0008
		Horas cheias
		0,0008
		Horas de vazio normal
		0,0007
		Horas de super vazio
		0,0006
Energia reativa	(EUR/kvarh)	
	Indutiva	-
		Capacitiva
		-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, são os seguintes:

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT										
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)							
			Períodos I e IV				Períodos II e III			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	2,788	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	2,920	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
BTE	4	3,202	0,0011	0,0009	0,0008	0,0007	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007
BTN>	3	-	0,0393	0,0009	0,0007		0,0393	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0405	0,0009	0,0008		0,0405	0,0009	0,0008	
BTN bi-horárias	2	-	0,0097		0,0008		0,0097		0,0008	
BTN simples	1	-	0,0062				0,0062			

I.2.3.4 — Tarifas de Uso de Rede de Distribuição

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, em MT e em BT são os seguintes:

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	0,483
	Contratada	0,042
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0228
	Capacitiva	0,0171

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	2,439
	Contratada	0,403
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0026
	Horas cheias	0,0021
	Horas de vazio normal	0,0014
	Horas de super vazio	0,0010

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0024
	Horas cheias	0,0020
	Horas de vazio normal	0,0013
	Horas de super vazio	0,0010
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0248
	Capacitiva	0,0187

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	6,724
	Contratada	0,711
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0053
	Horas cheias	0,0044
	Horas de vazio normal	0,0031
	Horas de super vazio	0,0017
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0049
	Horas cheias	0,0041
	Horas de vazio normal	0,0029
	Horas de super vazio	0,0017
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0296
	Capacitiva	0,0226

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, em MT e em BT, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, são os seguintes:

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
AT	4	0,483	0,042	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0228	0,0171
MT	4	0,569	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	-	-
BTE	4	0,624	-	0,0010	0,0008	0,0006	0,0004	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0084	0,0008	0,0005	0,0005	0,0084	0,0008	0,0005	0,0005	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0087	0,0008	0,0005	0,0005	0,0087	0,0008	0,0005	0,0005	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0026	0,0005	0,0005	0,0005	0,0026	0,0005	0,0005	0,0005	-	-
BTN simples	1	-	-	0,0018	0,0005	0,0005	0,0005	0,0018	0,0005	0,0005	0,0005	-	-

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
MT	4	2,439	0,403	0,0026	0,0021	0,0014	0,0010	0,0024	0,0020	0,0013	0,0010	0,0248	0,0187
BTE	4	3,307	-	0,0028	0,0023	0,0015	0,0010	0,0026	0,0022	0,0014	0,0011	-	-
BTN>	3	-	-	0,0422	0,0022	0,0013	0,0013	0,0422	0,0022	0,0013	0,0013	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0435	0,0023	0,0014	0,0014	0,0435	0,0023	0,0014	0,0014	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0114	0,0014	0,0014	0,0014	0,0114	0,0014	0,0014	0,0014	-	-
BTN simples	1	-	-	0,0074	0,0014	0,0014	0,0014	0,0074	0,0014	0,0014	0,0014	-	-

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
BTE	4	6,724	0,711	0,0053	0,0044	0,0031	0,0017	0,0049	0,0041	0,0029	0,0017	0,0296	0,0226
BTN>	3	-	0,711	0,0265	0,0256	0,0026	0,0026	0,0265	0,0256	0,0026	0,0026	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,711	0,0237	0,0228	0,0027	0,0027	0,0237	0,0228	0,0027	0,0027	-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,711	0,0230	0,0027	0,0027	0,0027	0,0230	0,0027	0,0027	0,0027	-	-
BTN simples	2	-	0,711	0,0149	0,0027	0,0027	0,0027	0,0149	0,0027	0,0027	0,0027	-	-

Nota: Para os fornecimentos em BTN, os preços da potência contratada apresentam-se em EUR/kVA.mês

1.3 — Períodos Horários em Portugal continental

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais, em Portugal continental, previstos no artigo 31.º do Regulamento Tarifário são aplicados de forma diferenciada, em função do nível de tensão.

Para as tarifas de acesso às redes dos clientes em MAT, AT e MT em Portugal continental aplica-se o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Para as tarifas de acesso às redes dos clientes em BTE e BTN aplica-se o ciclo semanal e o ciclo diário.

Ciclo semanal para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo semanal opcional para os clientes em MAT, AT e MT:

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Ciclo diário para os clientes em BTN e BTE:

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Nos termos definidos pelo artigo 31.º, n.ºs 4, 5 e 6 do Regulamento Tarifário, o período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de

super vazio. O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias. Para os clientes em MAT, AT ou MT com ciclo semanal, consideram-se os feriados nacionais como domingos.

Na faturação das tarifas de acesso às redes em MAT, AT e MT os ciclos de contagem aplicáveis apresentam, para cada dia, igual número de horas em cada período horário (ponta, cheias, vazio normal e super vazio), apenas diferindo na sua localização durante o dia. Adicionalmente para o mesmo ciclo de contagem os diferentes horários definidos representam de forma eficiente e não discriminatória uma reflexão adequada dos custos no acesso às redes, não sendo relevante o custo operacional associado à mudança de horário, dentro do mesmo ciclo.

Neste contexto, determina-se que os consumidores de energia elétrica em MAT, AT e MT em Portugal continental podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional. Nestes termos, a alteração referida deverá ser solicitada ao operador de rede de distribuição pelo cliente ou pelo seu comercializador, mediante autorização prévia, produzindo efeitos no período de faturação seguinte.

Nos termos do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica, aprovado em anexo à Diretiva da ERSE n.º 5/2016, de 26 de fevereiro para os fornecimentos de iluminação pública cujos equipamentos de medida estejam, transitoriamente, inadequados à opção tarifária escolhida aplicam-se as regras de repartição de consumos e determinação da potência contratada, definidas no mesmo Guia. Para o efeito, os fornecimentos para os quais for estimada uma potência contratada superior a 41,4 kVA serão considerados equiparados a fornecimentos em BTE.

1.4 — Fatores de ajustamento para perdas em Portugal continental (%)

Os valores dos fatores de ajustamento para perdas em Portugal continental, diferenciados por rede de transporte ou de distribuição em Portugal continental, por nível de tensão e por período tarifário, nos termos do artigo 27.º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, são os seguintes:

	Períodos horários (h)			
(%)	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
γ_{MAT}^h	1,25	1,21	1,26	1,25
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,67	1,61	1,69	1,66
γ_{AT}^h	1,62	1,46	1,21	1,01
γ_{MT}^h	4,72	4,15	3,36	2,68
γ_{BT}^h	9,68	8,69	7,46	4,56

II — Tarifas sociais

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário, os comentários recebidos pelas entidades legalmente competentes, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, do Despacho n.º 9217/2018, de 23 de setembro, publicado na 2.ª série do *Diário da República* a 1 de outubro, e dos artigos 43.º, 44.º, 48.º, 49.º, 55.º, 56.º, 62.º e 63.º todos do Regulamento Tarifário, aprova as tarifas sociais de acesso às redes e de venda a clientes finais do comercializador de último recurso.

A tarifa social de Acesso às Redes e os valores dos descontos da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, são apresentadas em II.1.

A tarifa social de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis dos comercializadores de último recurso, são apresentadas em II.2.

II.1 — Tarifa Social de Acesso às Redes

Os preços da tarifa social de Acesso às Redes a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores de rede de distribuição são os seguintes:

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,05	0,0018
	2,3	0,11	0,0037
	3,45	0,16	0,0054
	4,6	0,23	0,0075
	5,7	0,29	0,0094
	6,9	0,34	0,0111
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0393	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0642	
	Horas de vazio	0,0003	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1497	
	Hora cheia	0,0397	
	Hora vazio	0,0003	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis são os seguintes:

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,43	0,0472
	2,3	2,87	0,0942
	3,45	4,30	0,1415
	4,6	5,73	0,1883
	5,7	7,16	0,2354
	6,9	8,60	0,2827
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0323	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0328	
	Horas de vazio	0,0328	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0328	
	Hora cheia	0,0328	
	Hora vazio	0,0328	

* RRC art. 119.º, n.º 6

II.2 — Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis dos comercializadores de último recurso em Portugal continental são os seguintes:

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,70	0,0230
	4,6	0,78	0,0255
	5,7	0,83	0,0274
	6,9	0,89	0,0291
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1234	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1547	
	Horas de vazio	0,0696	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1918	
	Horas de cheias	0,1354	
	Horas de vazio	0,0696	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,03	0,0339
	2,3	1,46	0,0481
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1124	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1547	
	Horas de vazio	0,0696	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1918	
	Horas de cheias	0,1354	
	Horas de vazio	0,0696	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis do comercializador de último recurso na Região Autónoma dos Açores são os seguintes:

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	0,71	0,0233
	4,6	0,80	0,0283
	5,75	0,80	0,0264
	6,9	0,85	0,0281
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,85	0,0279
	4,6	0,96	0,0316
	5,75	0,96	0,0314
	6,9	1,06	0,0347

Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa simples		0,1284
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1580
	Horas de vazio	0,0672
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1909
	Horas cheias	0,1323
	Horas de vazio	0,0672

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (≤ 2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,67	0,0221
	2,3	0,92	0,0301
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1212	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1580	
	Horas de vazio	0,0672	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1909	
	Horas de cheias	0,1323	
	Horas de vazio	0,0672	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis do comercializador de último recurso na Região Autónoma da Madeira são os seguintes:

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	0,67	0,0220
	4,6	0,75	0,0245
	5,75	0,75	0,0245
	6,9	0,78	0,0258
	3,45	0,77	0,0253
	4,6	0,84	0,0275
Tarifa bi-horária e tri-horária	5,75	0,84	0,0275
	6,9	0,91	0,0299
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1278	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1560	
	Horas de vazio	0,0669	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1857	
	Horas cheias	0,1356	
	Horas de vazio	0,0669	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (≤ 2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,59	0,0194
	2,3	0,73	0,0239
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1195	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1560	
	Horas de vazio	0,0669	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1857	
	Horas de cheias	0,1356	
	Horas de vazio	0,0669	

* RRC art. 119.º, n.º 6

III — Tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário, os comentários recebidos pelas entidades legalmente competentes, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º todos dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, alterado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, do Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro, do Decreto-Lei n.º 15/2015, de 30 de janeiro, da Portaria n.º 364-A/2017, de 4 de dezembro, da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro e dos artigos 29.º, 45.º, 46.º, 47.º, 144.º-A do Regulamento Tarifário, aprova as tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso em Portugal continental.

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes finais, incluindo a iluminação pública, em Portugal continental são apresentadas em III.1.

As tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no âmbito dos fornecimentos a clientes finais em Portugal continental, a clientes vinculados da RAA e a clientes vinculados da RAM são apresentadas em III.2.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica em Portugal continental previstos no artigo 31.º do Regulamento Tarifário são apresentados em III.3.

III.1 — Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de Último Recurso

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º - A da Portaria 108-A/2015, de 14 de abril, na redação dada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, até ao dia 15 do último mês do período em curso, cabe à ERSE definir o parâmetro $\gamma_{i,p}$. De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º - A da Portaria 108-A/2015, de 14 de abril, na redação dada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, a ERSE pode definir o parâmetro $\gamma_{i,p}$ até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período p seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria

n.º 108-A/2015, de 14 de abril, não seja negativo. No quadro seguinte apresentam-se os valores do parâmetro $\gamma_{i,p}$ a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2019. De acordo com o estabelecido pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, em BTN não são aplicáveis fatores de agravamento.

€/MWh	$\gamma_{i,p}$
AT	12,18
MT	5,23
BTE	9,64

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes finais em AT, MT, BTE, BTN e IP em Portugal continental são as seguintes:

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		74,64	2,4541
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,445	0,2119
	Contratada	0,880	0,0289
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,246	0,2054
	Contratada	0,727	0,0239
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,653	0,4160
	Contratada	0,527	0,0173
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1220
		Horas cheias	0,0997
		Horas de vazio normal	0,0758
	Períodos II, III	Horas de super vazio	0,0638
		Horas de ponta	0,1209
		Horas cheias	0,1008
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de vazio normal	0,0769
		Horas de super vazio	0,0711
		Horas de ponta	0,1344
	Períodos II, III	Horas cheias	0,1020
		Horas de vazio normal	0,0758
		Horas de super vazio	0,0662
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1355
		Horas cheias	0,1037
		Horas de vazio normal	0,0787
	Períodos II, III	Horas de super vazio	0,0711
		Horas de ponta	0,1570
		Horas cheias	0,1149
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de vazio normal	0,0759
		Horas de super vazio	0,0678
		Horas de ponta	0,1565
	Períodos II, III	Horas cheias	0,1145
		Horas de vazio normal	0,0787
		Horas de super vazio	0,0717
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0228	
	Capacitiva	0,0173	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Potência		46,07	1,5145
		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	10,087	0,3316
	Contratada	1,544	0,0508
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,164	0,3342
	Contratada	1,456	0,0479
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	14,801	0,4866
	Contratada	0,646	0,0212
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1382
		Horas cheias	0,1101
		Horas de vazio normal	0,0777
	Períodos II, III	Horas de super vazio	0,0666
		Horas de ponta	0,1408
		Horas cheias	0,1124
	Períodos I, IV	Horas de vazio normal	0,0791
		Horas de super vazio	0,0728
		Horas de ponta	0,1441
	Períodos II, III	Horas cheias	0,1136
		Horas de vazio normal	0,0783
		Horas de super vazio	0,0678
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1495
		Horas cheias	0,1132
		Horas de vazio normal	0,0814
	Períodos II, III	Horas de super vazio	0,0728
		Horas de ponta	0,2128
		Horas cheias	0,1205
	Períodos I, IV	Horas de vazio normal	0,0817
		Horas de super vazio	0,0728
		Horas de ponta	0,2121
	Períodos II, III	Horas cheias	0,1201
		Horas de vazio normal	0,0821
		Horas de super vazio	0,0765
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0248	
	Capacitiva	0,0287	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		24,64	0,8101
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15,644	0,5143
	Contratada	0,699	0,0230
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	21,337	0,7015
	Contratada	1,521	0,0500
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2176
		Horas cheias	0,1335
		Horas de vazio normal	0,0911
	Períodos II, III	Horas de super vazio	0,0799
		Horas de ponta	0,2172
		Horas cheias	0,1328
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de vazio normal	0,0910
		Horas de super vazio	0,0802
		Horas de ponta	0,1619
	Períodos II, III	Horas cheias	0,1290
		Horas de vazio normal	0,0860
		Horas de super vazio	0,0755
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0296	
	Capacitiva	0,0226	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS		
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa de médias utilizações		27,6	38,63	1,2700
		34,5	48,10	1,5814
		41,4	57,57	1,8928
	Tarifa de longas utilizações	27,6	92,83	3,0518
		34,5	115,90	3,8105
		41,4	138,97	4,5690
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,2932	
	Horas cheias		0,1508	
	Horas de vazio		0,0837	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,2360	
	Horas cheias		0,1365	
	Horas de vazio		0,0806	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	5,00	0,1645
	4,6	6,50	0,2138
	5,75	7,99	0,2628
	6,9	9,48	0,3118
	10,35	13,96	0,4589
	13,8	18,43	0,6060
	17,25	22,91	0,7531
	20,7	27,38	0,9001
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1557	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1559	
Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1875	
	Horas de vazio	0,1024	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1890	
	Horas de vazio	0,1025	
Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,2246	
	Horas de cheias	0,1682	
	Horas de vazio	0,1024	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2287	
	Horas de cheias	0,1704	
	Horas de vazio	0,1025	

* RRC art. 119.º, n.º 6

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1.15	2.47	0.0811	
	2.3	4.33	0.1423	
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples Tarifa bi-horária Tarifa tri-horária	Tarifa simples		0.1447	
	Horas fora de vazio		0.1875	
	Horas de vazio		0.1024	
	Horas de ponta		0.2246	
	Horas de cheias		0.1682	
	Horas de vazio		0.1024	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa tri-horária	27,6	29,93	0,9840
	34,5	37,41	1,2299
	41,4	44,88	1,4754
Energia ativa	(EUR/kWh)		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2995	
	Horas cheias	0,1550	
	Horas de vazio	0,0837	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples	3,45	2,23	0,0734
	4,6	3,13	0,1031
	5,75	4,04	0,1327
	6,9	4,94	0,1623
	10,35	7,46	0,2451
	13,8	10,03	0,3297
	17,25	12,54	0,4121
	20,7	15,16	0,4985
	3,45	4,90	0,1611
	4,6	6,23	0,2050
Tarifa bi-horária e tri-horária	5,75	7,53	0,2476
	6,9	8,93	0,2935
	10,35	11,81	0,3884
	13,8	14,39	0,4730
	17,25	16,89	0,5554
Energia ativa		19,53	0,6421
Tarifa simples <=6,9 kVA		(EUR/kWh)	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1741	
Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA		0,1775	
Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA		0,2008	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA		0,1014	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA		0,2009	
Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA		0,1020	
Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA		0,3251	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA		0,1696	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA		0,1014	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA		0,3251	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA		0,1108	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA		0,1020	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM IP (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações		1,39	0,0459
Tarifa de longas utilizações		3,36	0,1105
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2332	
	Horas cheias	0,1508	
	Horas de vazio	0,0837	
	Horas de super vazio	0,2360	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1365	
	Horas cheias	0,0806	
	Horas de vazio	0,0806	
	Horas de super vazio	0,0806	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM IP (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa simples <=6,9 kVA		1,50	0,0493
Tarifa simples >6,9 kVA		1,50	0,0493
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,1557	
	Horas cheias	0,1559	
	Horas de vazio	0,1875	
	Horas de super vazio	0,1875	
Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,1875	
	Horas cheias	0,1024	
	Horas de vazio	0,1890	
	Horas de super vazio	0,1025	

* RRC art. 119.º, n.º 6

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	0,0814	0,0759	0,0610	0,0539	0,0754	0,0709	0,0583	0,0566
MT	4	0,0852	0,0791	0,0631	0,0553	0,0790	0,0739	0,0603	0,0581
BTE	4	0,0935	0,0860	0,0678	0,0578	0,0866	0,0803	0,0648	0,0607
BTN>	3	0,0908	0,0831	0,0641	0,0541	0,0908	0,0831	0,0641	0,0541
BTN< tri-horárias	3	0,0918	0,0837	0,0648	0,0548	0,0918	0,0837	0,0648	0,0548
BTN bi-horárias	2	0,0855	0,0648	0,0648	0,0548	0,0855	0,0648	0,0648	0,0548
BTN simples	1	0,0772	0,0772	0,0772	0,0772	0,0772	0,0772	0,0772	0,0772

De acordo com o previsto no Artigo 144.º - A do Regulamento Tarifário, os parâmetros β_t e μ_t , para o ano de 2019, são os seguintes:

$$\beta_t = 0,5$$

$$\mu_t = 0,01 \text{ €/kWh}$$

III.2.1.2 — Tarifas de Comercialização

Os preços das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN são os seguintes:

COMERCIALIZAÇÃO EM AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		6,19	0,20340
Energia ativa		(EUR/kWh)	
		0,0009	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		1,43	0,04710
Energia ativa		(EUR/kWh)	
		0,0001	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		0,82	0,02680
Energia ativa		(EUR/kWh)	
		0,0046	

* RRC art. 119.º, n.º 6

Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,2246
	Horas de cheias	0,1682
	Horas de vazio	0,1024
	Horas de super vazio	0,2287
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,1704
	Horas de vazio	0,1025

* RRC art. 119.º, n.º 6

III.2 — Tarifas por Atividade

III.2.1 — Tarifas por atividade dos comercializadores de último recurso

As tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso em Portugal continental, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no âmbito dos seus fornecimentos a clientes finais são as seguintes:

III.2.1.1 — Tarifa de Energia

Os preços da tarifa transitória de Energia são os seguintes:

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0801
	Horas cheias	0,0748
	Horas de vazio normal	0,0603
	Horas de super vazio	0,0533
	Horas de super vazio	0,0742
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0699
	Horas cheias	0,0576
	Horas de vazio normal	0,0576
	Horas de super vazio	0,0560

Os preços da tarifa transitória de Energia, aplicável no âmbito dos fornecimentos em AT, MT e BT, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, são os seguintes:

III.3 — Períodos horários

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no artigo 31.º do Regulamento Tarifário são os apresentados no ponto I.3.

Adicionalmente, para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais dos clientes em AT e MT em Portugal continental aplica-se o ciclo diário transitório.

Ciclo diário transitório para AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.30 h	Ponta:	10.30/12.30 h
	19.00/21.00 h		20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h	Cheias:	09.00/10.30 h
	11.30/19.00 h		12.30/20.00 h
	21.00/22.00 h		22.00/23.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 h
	06.00/08.00 h		06.00/09.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

IV — Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário, os comentários recebidos pelas entidades legalmente competentes, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º todos dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro e nos termos dos artigos 36.º, 50.º a 53.º e 196.º todos do Regulamento Tarifário, aprova as tarifas de venda a clientes finais da Região Autónoma dos Açores.

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pela concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA) aos fornecimentos a clientes finais, incluindo a iluminação pública, da RAA são apresentadas em IV.1.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica na RAA previstos no artigo 38.º do Regulamento Tarifário são apresentados em IV.2.

Os valores dos fatores de ajustamento para perdas na RAA definidos nos artigos 27.º e 29.º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações são apresentados em IV.3.

IV.1 — Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA, incluindo a iluminação pública, são os seguintes:

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		24,03	0,7901
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,782	0,2887
	Contratada	1,206	0,0397
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1260	
	Horas cheias	0,1065	
	Horas de vazio normal	0,0733	
	Horas de super vazio	0,0625	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1251	
	Horas cheias	0,1064	
	Horas de vazio normal	0,0747	
	Horas de super vazio	0,0700	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0258	
	Capacitiva	0,0192	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		6,17	0,2029
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,386	0,6374
	Contratada	1,252	0,0411
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1457	
	Horas cheias	0,1268	
	Horas de vazio normal	0,0830	
	Horas de super vazio	0,0739	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1452	
	Horas cheias	0,1268	
	Horas de vazio normal	0,0830	
	Horas de super vazio	0,0739	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0309	
	Capacitiva	0,0231	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6	38,45	1,2642
	34,5	47,92	1,5754
	41,4	57,38	1,8865
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3006	
	Horas cheias	0,1508	
	Horas de vazio	0,0814	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (≤20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	5,01	0,1648
	4,6	6,53	0,2146
	5,75	7,96	0,2618
	6,9	9,45	0,3108
	10,35	13,88	0,4562
	13,8	18,29	0,6014
	17,25	22,66	0,7448
	20,7	27,30	0,8975
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,15	0,1694
	4,6	6,69	0,2199
	5,75	8,12	0,2668
	6,9	9,65	0,3174
	10,35	14,14	0,4648
	13,8	18,62	0,6122
	17,25	23,11	0,7596
	20,7	27,30	0,8975
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1607
	Horas fora de vazio		0,1908
Tarifa bi-horária	Horas de vazio		0,1000
	Horas de ponta		0,2237
Tarifa tri-horária	Horas cheias		0,1651
	Horas de vazio		0,1000

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (≤2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,11	0,0693
	2,3	3,78	0,1243
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1535
	Horas fora de vazio		0,1908
Tarifa bi-horária	Horas de vazio		0,1000
	Horas de ponta		0,2237
Tarifa tri-horária	Horas cheias		0,1651
	Horas de vazio		0,1000

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM IP (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,39	0,0457
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,3006
	Horas cheias		0,1508
	Horas de vazio		0,0814

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM IP (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,42	0,0466
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1607
	Horas fora de vazio		0,1908
Tarifa bi-horária	Horas de vazio		0,1000
	Horas de ponta		0,2237
Tarifa tri-horária	Horas cheias		0,1651
	Horas de vazio		0,1000

* RRC art. 119.º, n.º 6

IV.2 — Períodos Horários na RAA

Aos clientes em MT e BTE na Região Autónoma dos Açores aplica-se o ciclo de contagem diário e o ciclo diário opcional. Para os clientes em BTN aplica-se o ciclo diário e o ciclo semanal.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no artigo 38.º do Regulamento Tarifário são diferenciados de acordo com os quadros seguintes.

Ciclo diário para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h
	17.30/20.00 h		19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h	Cheias:	08.00/09.00 h
	11.00/17.30 h		11.30/19.30 h
	20.00/22.00 h		21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h
	22.00/01.30 h		22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

Ciclo diário opcional para os níveis de tensão MT e BTE:

Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	17.00/21.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/17.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

Ciclo semanal para o nível de tensão BTN:

Ciclo semanal para BTN na RAA			
Aplicável de junho a outubro, inclusive		Aplicável de novembro a maio, inclusive	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	10.30/15.30 h	Ponta:	18.30/21.30 h
Cheias:	07.00/10.30 h 15.30/24.00 h	Cheias:	07.00/18.30 h 21.30/24.00 h
Vazio:	00.00/07.00 h	Vazio:	00.00/07.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Cheias:	11.30/13.30 h 18.00/23.00 h
Vazio:	00.00/11.00 h 14.30/19.30 h 23.00/24.00 h	Vazio:	00.00/11.30 h 13.30/18.00 h 23.00/24.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio:	00.00/24.00 h	Vazio:	00.00/24.00 h

Nos termos do artigo 38.º, n.ºs 4 e 5 do Regulamento Tarifário, o período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio. O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

Os consumidores de energia elétrica em MT na Região Autónoma dos Açores podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo diário e o ciclo diário opcional. Nestes termos, a alteração referida deverá ser solicitada pelo cliente à concessionária do transporte e distribuição da RAA, produzindo efeitos no período de faturação seguinte.

Na Região Autónoma dos Açores, enquanto não forem publicados os respetivos Guias de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, aplicam-se aos fornecimentos de energia elétrica para iluminação pública relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respetiva opção tarifária, as regras de repartição de consumos e determinação da potência contratada definidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Portugal continental.

IV.3 — Fatores de ajustamento para perdas na RAA (%)

Os valores dos fatores de ajustamento para perdas, diferenciados por rede de transporte ou de distribuição na RAA, por nível de tensão e por período tarifário, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, são os seguintes:

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

V — Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário, os comentários recebidos pelas entidades legalmente competentes, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º todos dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro e nos termos dos artigos 36.º, 57.º a 60.º e 196.º todos do Regulamento Tarifário, aprova as tarifas de venda a clientes finais da Região Autónoma da Madeira.

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM) aos fornecimentos a clientes finais, incluindo a iluminação pública, da RAM são apresentadas em V.1.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica na RAM previstos no artigo 38.º do Regulamento Tarifário são apresentados em V.2.

Os valores dos fatores de ajustamento para perdas na RAM definidos nos artigos 27.º e 29.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações são apresentados em V.3.

V.1 — Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pela concessionária do transporte e distribuição da RAM aos fornecimentos a clientes finais da RAM, incluindo a iluminação pública, são os seguintes:

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		16,64	0,5471
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,740	0,2873
	Contratada	1,192	0,0392
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1235	
	Horas cheias	0,1048	
	Horas vazio normal	0,0727	
	Horas super vazio	0,0613	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1206	
	Horas cheias	0,1045	
	Horas vazio normal	0,0741	
	Horas super vazio	0,0690	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0257	
	Capacitiva	0,0192	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		7,90	0,2598
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,744	0,6491
	Contratada	1,228	0,0404
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1473	
	Horas cheias	0,1271	
	Horas vazio normal	0,0835	
	Horas super vazio	0,0741	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1463	
	Horas cheias	0,1271	
	Horas vazio normal	0,0835	
	Horas super vazio	0,0741	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0308	
	Capacitiva	0,0235	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6	33,74	1,1093
	34,5	41,34	1,3590
	41,4	48,92	1,6082
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3013	
	Horas cheias	0,1498	
	Horas de vazio	0,0753	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (≤20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	4,97	0,1635
	4,6	6,47	0,2128
	5,75	7,90	0,2599
	6,9	9,38	0,3085
	10,35	13,82	0,4545
	13,8	18,22	0,5991
	17,25	22,62	0,7436
	20,7	27,02	0,8882
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,07	0,1668
	4,6	6,58	0,2164
	5,75	8,00	0,2629
	6,9	9,51	0,3126
	10,35	13,99	0,4600
	13,8	18,47	0,6071
	17,25	22,96	0,7548
	20,7	27,45	0,9025
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1601
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1888
	Horas de vazio		0,0997
Tarifa tri-horária	Horas ponta		0,2185
	Horas cheia		0,1684
	Horas vazio		0,0997

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (≤2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,02	0,0666
	2,3	3,59	0,1181
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1518
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1888
	Horas de vazio		0,0997
Tarifa tri-horária	Horas ponta		0,2185
	Horas cheia		0,1684
	Horas vazio		0,0997

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM IP (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,20	0,0395
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,3013
	Horas cheias		0,1498
	Horas de vazio		0,0753

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM IP (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa simples		1,40	0,0460
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1601
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1888
	Horas de vazio		0,0997
Tarifa tri-horária	Horas ponta		0,2185
	Horas cheia		0,1684
	Horas vazio		0,0997

* RRC art. 119.º, n.º 6

V.2 — Períodos Horários na RAM

Aos clientes em AT, MT e BTE na Região Autónoma dos Açores aplica-se o ciclo de contagem diário e o ciclo diário opcional. Para os clientes em BTN aplica-se o ciclo diário e o ciclo semanal.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no artigo 38.º do Regulamento Tarifário são diferenciados de acordo com os quadros seguintes.

Ciclo diário para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	10.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/10.30 h 12.00/18.30 h 21.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo diário opcional para os clientes em AT, MT e BTE:

Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	18.00/22.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/18.00 h 22.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo semanal para os clientes em BTN:

Ciclo semanal para BTN na RAM			
Aplicável de junho a outubro, inclusive		Aplicável de novembro a maio, inclusive	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	11.00/14.00 h 20.00/22.00 h	Ponta:	19.00/22.00 h
Cheias:	07.00/11.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	07.00/19.00 h 22.00/24.00 h
Vazio:	00.00/07.00 h	Vazio:	00.00/07.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Cheias:	11.30/14.00 h 18.00/22.30 h
Vazio:	00.00/11.00 h 14.30/19.30 h 23.00/24.00 h	Vazio:	00.00/11.00 h 14.00/18.00 h 22.30/24.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio:	00.00/24.00 h	Vazio:	00.00/24.00 h

Nos termos do artigo 38.º, n.º 4 e 5 do Regulamento Tarifário, o período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

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

Os consumidores de energia elétrica em MT na Região Autónoma da Madeira podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo diário e o ciclo diário opcional. Nestes termos, a alteração referida deverá ser solicitada pelo cliente à concessionária do transporte e distribuição da RAM, produzindo efeitos no período de faturação seguinte.

Na Região Autónoma da Madeira, enquanto não forem publicados os respetivos Guias de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, aplicam-se aos fornecimentos de energia elétrica para iluminação pública relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respetiva opção tarifária, as regras de repartição de consumos e determinação da potência contratada definidas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Portugal continental.

V.3 — Fatores de ajustamento para perdas na RAM (%)

Os valores dos fatores de ajustamento para perdas, diferenciados por rede de transporte ou de distribuição na RAM, por nível de tensão e por período tarifário, nos termos do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, são os seguintes:

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

VI — Parâmetros para a definição de Tarifas

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário, os comentários recebidos pelas entidades legalmente competentes, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º todos dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada

pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezem-

bro e dos artigos 165.º, 202.º e 207.º todos do Regulamento Tarifário, aprova os parâmetros para a definição das tarifas.

Os valores dos parâmetros para a definição das tarifas a vigorar em 2019, estabelecidos no Regulamento Tarifário, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{C\text{VEE},t}$	5,17%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 89.º
δ_{t-2}	0,75%	<i>Spread</i> de 2017, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50%	<i>Spread</i> de 2018, em pontos percentuais	-
-	1 197	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	Art.º 90.º
$CEE_{GS,t}$	16 960	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t	Art.º 92.º
$r_{GS,t}$	5,17%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 92.º
$r_{lfr,II}$	1,41%	Taxa a determinar pela ERSE relativa a encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade, de acordo com a legislação em vigor, em percentagem	Art.º 92.º
$FCE_{URT,t}$	29 967	Componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	5 063,43342	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite no ano t (em €/painel de subestação)	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	398,04202	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para o ano t (em €/km)	Art.º 95.º
$r_{CA,URT,t}$	5,17%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para o ano t , em percentagem	Art.º 95.º
$r_{CREF,URT,t}$	5,92%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para o ano t , em percentagem	Art.º 95.º
r_{CEG}	5,98%	Taxa de encargos de estrutura e gestão aplicável no mecanismo de custos de referência para os investimentos da atividade de TEE em 2019	Art.º 95.º
$r_{URD,t}$	5,42%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 102.º
$FCE_{URD,NT,t}$	22179	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$VCE_{URD,NT,t}$	0,98153	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por MWh	Art.º 102.º
$VCE_{URD,NT,t}$	533,54330	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT, em Euros por km	Art.º 102.º
$VC_{iURD,BT,1}$	1157,45602	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento, para o nível de tensão de BT, em milhões de euros por taxa de remuneração	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,1}$	2185,94192	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à potência instalada, para o nível de tensão de BT, em euros por MVA	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,1}$	313,12284	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada aos quilómetros de rede, para o nível de tensão de BT, em euros por km	Art.º 103.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VC_{iURD,BT,t}$	35,21474	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes, para o nível de tensão de BT, em euros por cliente	Art.º 103.º
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	5,42%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 105.º
$r_{CVVEE,t}^{CR}$	5,42%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 106.º
$FC_{NT,t}$	29	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,NT,t}$	76,07380	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$FC_{BTE,t}$	36	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTE,t}$	44,76475	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$FC_{BTN,t}$	10 021	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTN,t}$	11,74803	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em euros por consumidor	Art.º 109.º
δ_{t-2}	0,75	<i>Spread</i> de 2017, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,50	<i>Spread</i> de 2018, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	5,17%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 111.º
FC_t^{AGS}	12 662	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 111.º
r_t^{AD}	5,42%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 114.º
$FC_{AT/MT,t}^{AD}$	2 528	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{iAT/MT,t}^{AD}$	0,00445	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º
$VC_{iAT/MT,t}^{AD}$	1,64851	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 114.º
$FC_{BT,t}^{AD}$	4 025	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{iBT,t}^{AD}$	0,00441	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º
$VC_{iBT,t}^{AD}$	0,01628	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 114.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
r_t^A	5,42%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 115.º
$F_{MT,t}^A$	153	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,MT,t}^A$	0,19955	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º
$F_{BT,t}^A$	3 109	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,BT,t}^A$	0,02516	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º
r_t^{AGS}	5,17%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 118.º
FC_t^{AGS}	12 998	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 118.º
r_t^D	5,42%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 121.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 359	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	0,00560	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por kWh	Art.º 121.º
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	3,87312	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 121.º
$FC_{BT,t}^D$	6 196	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,00531	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por kWh	Art.º 121.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,02269	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 121.º
r_t^C	5,42%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2019, em percentagem	Art.º 122.º
$F_{MT,t}^C$	228	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{MT,t}^C$	0,74851	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 122.º
$F_{BT,t}^C$	2 053	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{BT,t}^C$	0,01504	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 122.º
$V_{p,t-2}$	0,01749	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 121.º ¹

¹ Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro.

Os parâmetros a aplicar para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{CEGS}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de gestão global do sistema, em percentagem	Art.º 92.º
X_{FCE}	1,5%	Fator de eficiência a aplicar à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 95.º
$X_{VCE_{URT,i}}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 95.º
X_{SUB}	3,0%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em subestações	Art.º 95.º
X_{LIN}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em linhas	Art.º 95.º
X_{CEG}	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável ao valor de referência da taxa de encargos de estrutura e gestão	Art.º 95.º
$X_{FCE,NT}$	2,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 102.º
$X_{VCE_{AURD,NT,i}}$	2,0%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em percentagem	Art.º 102.º
$X_{VCE_{URD,NT,i}}$	2,0%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT em percentagem	Art.º 102.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado às condições de financiamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado à potência instalada, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado aos quilómetros de rede da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado ao número de clientes da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{C,V,NT,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 109.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{C,F,NT,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,BTE,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,V,BTE,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,V,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{FC}^{A,AGS}$	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 111.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	3,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{VC,ef,nc,AT/MT,BT}^D$	3,0%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{F,MT e BT}^A$	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
$X_{V,MT e BT}^A$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
$X_{FC}^{M,AGS}$	1,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 118.º
$X_{FC,AT/MT e BT}^D$	3,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X_{VC,AT/MT e BT}^D$	3,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X_{F,MT e BT}^M$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º
$X_{V,MT e BT}^M$	2,50%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º
Δr_{RI}	1,5%	Parâmetro que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
α_{RI}	50%	Parâmetro para a partilha entre empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º
Δr_{RI}^A	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAA aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
α_{RI}^A	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAA, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
Δr_{RI}^M	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAM aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
α_{RI}^M	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAM, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º

VII — Parâmetros do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Continuidade de Serviço para o período regulatório 2018-2020

Nos termos do artigo 131.º do Regulamento Tarifário, os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2018}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2018, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2019}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2019, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2020}$	$0,000133 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2020, expressa em kWh	Art.º 131.º
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$	Valor de variação da END_{REF} , expressa em kWh	Art.º 131.º
VEND	3,0	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 131.º
$RQS1_{máx}$	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$RQS1_{mín}$	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2018}$	550,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2018, expresso em minutos	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2019}$	510,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2019, expresso em minutos	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2020}$	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2020, expresso em minutos	Art.º 131.º
ΔS	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% _{REF} , expresso em minutos	Art.º 131.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 131.º
$RQS2_{máx}$	1 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$RQS2_{mín}$	1 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º

VIII — Parâmetros do Mecanismo de Incentivo à Redução de Perdas nas Redes de Distribuição para o período regulatório 2018-2020

Nos termos do artigo 128.º do Regulamento Tarifário, os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
P_{REF}	7,80%	Valor das perdas de referência (%) no referencial de saída	Art.º 128.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
V_p	€/kWh	Parâmetro de valorização unitária das perdas, a definir anualmente pela ERSE	Art.º 128.º
Z	1,20%	Variação da banda morta (%)	Art.º 128.º
P	4,20%	Variação máxima da banda (%)	Art.º 128.º

IX — Parâmetros e expressões adicionais do Mecanismo de Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos do Operador da RNT para o período regulatório 2018-2020

Os valores dos parâmetros do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT para o período regulatório 2018-2020 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{REI,max,1}$	32 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$I_{REI,max,2}$	25 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho intermédio da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$I_{REI,max,3}$	0	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho inferior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$Pact_{min,1}$	42%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{min,2}$	43,7%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho intermédio da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{min,3}$	45%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho inferior da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{max}$	53%	Parâmetro que limita o valor máximo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, aplicável a todos os níveis de desempenho funcional	Art.º 139.º
$I_{QS\ ref}$	0,96 min	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário I_{QS}	Art.º 139.º
$I_{Disponibilidade\ ref}$	97,50 %	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que estabelece o valor de referência do indicador secundário $I_{Disponibilidade}$	Art.º 139.º
α	0,78	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, associado ao cálculo do indicador secundário $I_{Disponibilidade}$	Art.º 139.º
$I_{Interligações\ refl}$	20%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que limita o valor mínimo do indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário $I_{Interligações}$	Art.º 139.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{\text{Interligações ref2}}$	27%	Parâmetro para a definição do indicador de desempenho funcional da RNT, usado no incentivo à racionalização dos investimentos do operador da RNT, que limita o valor máximo do indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário $I_{\text{Interligações}}$	Art.º 139.º
$n_{\text{AI}_{\text{REI}}}$	2	Fator multiplicativo associado à aplicação de penalidades decorrentes de ações de monitorização e fiscalização à aplicação do incentivo I_{REI}	Art.º 140.º

X — Transferências entre entidades do SEN

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário, os comentários recebidos pelas entidades legalmente competentes, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º todos dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, do artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho e artigos 7.º, 9.º, 10.º, 97.º, 117.º e 124.º todos do Regulamento Tarifário, aprova os valores associados às transferências entre entidades do SEN.

X.1 — Transferências da entidade concessionária da RNT

X.1.1 — Transferências para a Região Autónoma dos Açores

Os valores mensais a transferir pela entidade concessionária da RNT para a concessionária do transporte e distribuição da RAA (EDA), dos custos com a convergência tarifária e da tarifa social, são os seguintes:

Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR	
Custo com a convergência tarifária de 2019	
Janeiro	5 323 964
Fevereiro	5 323 964
Março	5 323 964
Abril	5 323 964
Maio	5 323 964
Junho	5 323 964
Julho	5 323 964
Agosto	5 323 964
Setembro	5 323 964
Outubro	5 323 964
Novembro	5 323 964
Dezembro	5 323 964
Total	63 887 574

Unidade: EUR	
Tarifa social	
Janeiro	557 343
Fevereiro	557 343
Março	557 343

Unidade: EUR	
Tarifa social	
Abril	557 343
Maio	557 343
Junho	557 343
Julho	557 343
Agosto	557 343
Setembro	557 343
Outubro	557 343
Novembro	557 343
Dezembro	557 343
Total	6 688 113

X.1.2 — Transferências para a Região Autónoma da Madeira

Os valores mensais a transferir pela entidade concessionária da RNT para a concessionária do transporte e distribuição da RAM (EEM), dos custos com a convergência tarifária e da tarifa social, são os seguintes:

Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR	
Custo com a convergência tarifária de 2019	
Janeiro	5 166 364
Fevereiro	5 166 364
Março	5 166 364
Abril	5 166 364
Maio	5 166 364
Junho	5 166 364
Julho	5 166 364
Agosto	5 166 364
Setembro	5 166 364
Outubro	5 166 364
Novembro	5 166 364
Dezembro	5 166 364
Total	61 996 370

Unidade: EUR	
Tarifa social	
Janeiro	556 649
Fevereiro	556 649
Março	556 649
Abril	556 649
Maio	556 649
Junho	556 649
Julho	556 649
Agosto	556 649
Setembro	556 649
Outubro	556 649

Unidade: EUR	
Tarifa social	
Novembro	556 649
Dezembro	556 649
Total	6 679 793

X.1.3 — Transferências da REN para os centros electroprodutores

Transferências no âmbito da tarifa social

O quadro seguinte apresenta os valores das transferências entre o operador da rede de transporte e os centros electroprodutores no âmbito do financiamento da tarifa social. Os montantes apresentados incorporam o financiamento da tarifa social prevista para o ano de 2019, bem como o ajustamento provisório dos financiamentos da tarifa social de 2018 e o ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social de 2017.

Unidade: EUR							
Tarifa Social (valores líquidos a transferir em 2019)							
Centrais com Garantia de Potência		Centrais com CMEC/CAE		Restantes centrais			
EDP Produção	6 685 703	EDP Produção	27 284 933	EDP Produção	64 831 783	Pebble Hydro	10 040
Janeiro	557 142	Janeiro	2 273 744	Janeiro	5 402 649	Janeiro	837
Fevereiro	557 142	Fevereiro	2 273 744	Fevereiro	5 402 649	Fevereiro	837
Março	557 142	Março	2 273 744	Março	5 402 649	Março	837
Abril	557 142	Abril	2 273 744	Abril	5 402 649	Abril	837
Maio	557 142	Maio	2 273 744	Maio	5 402 649	Maio	837
Junho	557 142	Junho	2 273 744	Junho	5 402 649	Junho	837
Julho	557 142	Julho	2 273 744	Julho	5 402 649	Julho	837
Agosto	557 142	Agosto	2 273 744	Agosto	5 402 649	Agosto	837
Setembro	557 142	Setembro	2 273 744	Setembro	5 402 649	Setembro	837
Outubro	557 142	Outubro	2 273 744	Outubro	5 402 649	Outubro	837
Novembro	557 142	Novembro	2 273 744	Novembro	5 402 649	Novembro	837
Dezembro	557 142	Dezembro	2 273 744	Dezembro	5 402 649	Dezembro	837
Hidroelétrica do Guadiana	2 687 327	Turbogás	10 853 507	Hidroelétrica do Guadiana	3 044 844	EH de Alto Tâmega e Barroso	113 604
Janeiro	223 944	Janeiro	904 459	Janeiro	253 737	Janeiro	9 467
Fevereiro	223 944	Fevereiro	904 459	Fevereiro	253 737	Fevereiro	9 467
Março	223 944	Março	904 459	Março	253 737	Março	9 467
Abril	223 944	Abril	904 459	Abril	253 737	Abril	9 467
Maio	223 944	Maio	904 459	Maio	253 737	Maio	9 467
Junho	223 944	Junho	904 459	Junho	253 737	Junho	9 467
Julho	223 944	Julho	904 459	Julho	253 737	Julho	9 467
Agosto	223 944	Agosto	904 459	Agosto	253 737	Agosto	9 467
Setembro	223 944	Setembro	904 459	Setembro	253 737	Setembro	9 467
Outubro	223 944	Outubro	904 459	Outubro	253 737	Outubro	9 467
Novembro	223 944	Novembro	904 459	Novembro	253 737	Novembro	9 467
Dezembro	223 944	Dezembro	904 459	Dezembro	253 737	Dezembro	9 467
Endesa	8 675 079	Tejo Energia	6 319 192	Green Vouga	766 949	Município de Ribeira de Pena	104 894
Janeiro	722 923	Janeiro	526 599	Janeiro	63 912	Janeiro	8 741
Fevereiro	722 923	Fevereiro	526 599	Fevereiro	63 912	Fevereiro	8 741
Março	722 923	Março	526 599	Março	63 912	Março	8 741
Abril	722 923	Abril	526 599	Abril	63 912	Abril	8 741
Maio	722 923	Maio	526 599	Maio	63 912	Maio	8 741
Junho	722 923	Junho	526 599	Junho	63 912	Junho	8 741
Julho	722 923	Julho	526 599	Julho	63 912	Julho	8 741
Agosto	722 923	Agosto	526 599	Agosto	63 912	Agosto	8 741
Setembro	722 923	Setembro	526 599	Setembro	63 912	Setembro	8 741
Outubro	722 923	Outubro	526 599	Outubro	63 912	Outubro	8 741
Novembro	722 923	Novembro	526 599	Novembro	63 912	Novembro	8 741
Dezembro	722 923	Dezembro	526 599	Dezembro	63 912	Dezembro	8 741
				Energias Hidroelétricas	0	HDR Hidroelétrica	107 535
				Janeiro	0	Janeiro	8 961
				Fevereiro	0	Fevereiro	8 961
				Março	0	Março	8 961
				Abril	0	Abril	8 961
				Maio	0	Maio	8 961
				Junho	0	Junho	8 961
				Julho	0	Julho	8 961
				Agosto	0	Agosto	8 961
				Setembro	0	Setembro	8 961
				Outubro	0	Outubro	8 961
				Novembro	0	Novembro	8 961
				Dezembro	0	Dezembro	8 961
Total Tarifa Social				131 485 389			

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para a REN.

De seguida apresentam-se os valores a transferir pelo operador da rede de transporte no âmbito do incentivo à garantia de potência referente ao ano de 2018, cujos pagamentos são efetuados aos centros electroprodutores no ano seguinte àquele a que se reportam, nos termos da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto.

Transferências relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento

Unidade: EUR

Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
Hidroelétrica do Guadiana	2 820 652
Janeiro	235 054
Fevereiro	235 054
Março	235 054
Abril	235 054
Maio	235 054
Junho	235 054
Julho	235 054
Agosto	235 054
Setembro	235 054
Outubro	235 054
Novembro	235 054
Dezembro	235 054

Unidade: EUR

Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
EDP Produção	15 241 624
Janeiro	1 270 135
Fevereiro	1 270 135
Março	1 270 135
Abril	1 270 135
Maio	1 270 135
Junho	1 270 135
Julho	1 270 135
Agosto	1 270 135
Setembro	1 270 135
Outubro	1 270 135
Novembro	1 270 135
Dezembro	1 270 135

Unidade: EUR

Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
Green Vouga	1 731 126
Janeiro	144 260
Fevereiro	144 260

Unidade: EUR

Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
Março	144 260
Abril	144 260
Maio	144 260
Junho	144 260
Julho	144 260
Agosto	144 260
Setembro	144 260
Outubro	144 260
Novembro	144 260
Dezembro	144 260

X.1.4 — Transferências da REN para a EDP Distribuição

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	9 843 124
Fevereiro	9 843 124
Março	9 843 124
Abril	9 843 124
Maio	9 843 124
Junho	9 843 124
Julho	9 843 124
Agosto	9 843 124
Setembro	9 843 124
Outubro	9 843 124
Novembro	9 843 124
Dezembro	9 843 124
Total	118 117 484

X.1.5 — Transferências para o comercializador de último recurso

No âmbito do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 e do n.º 2 do artigo 4.º da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, os valores transferidos para o operador da rede de transporte por parte dos produtores em regime ordinário e por parte de outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida serão, por sua vez, integralmente transferidos por este operador para o comercializador de último recurso. Estas transferências efetuar-se-ão em função dos montantes recebidos, no mês subsequente ao recebimento por parte do operador da rede de transporte.

X.2 — Transferências do operador da rede de distribuição

X.2.1 — Transferências para o comercializador de último recurso

Os valores mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição (EDP Distribuição) para o comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal, SA), com o diferencial de custos com a aquisição aos produtores em regime especial (PRE), os custos decorrentes do processo de extinção de tarifas e os custos associados à sustentabilidade de mercados, são os seguintes:

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	Sobreproveito	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Fevereiro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Março	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Abril	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Maio	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Junho	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Julho	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Agosto	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Setembro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Outubro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Novembro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Dezembro	-21 394 764	-693 945	2 581 962	-163 008	-19 669 754	-26 702	-19 696 456
Total	-256 737 165	-8 327 337	30 983 548	-1 956 096	-236 037 051	-320 424	-236 357 475

X.2.2 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição para a Tagus — Sociedade de Titularização de Créditos, S. A.

X.2.2.1 — Créditos relativos aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica relativos aos anos de 2007 e estimados para o ano de 2008

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	8 290 322
Fevereiro	8 290 322
Março	8 290 322
Abril	8 290 322
Maio	8 290 322
Junho	8 290 322
Julho	8 290 322
Agosto	8 290 322
Setembro	8 290 322
Outubro	8 290 322
Novembro	8 290 322
Dezembro	8 290 322
Total	99 483 862

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	2 490 617
Fevereiro	2 490 617
Março	2 490 617
Abril	2 490 617
Maio	2 490 617
Junho	2 490 617
Julho	2 490 617
Agosto	2 490 617
Setembro	2 490 617
Outubro	2 490 617
Novembro	2 490 617
Dezembro	2 490 617
Total	29 887 404

X.2.2.2 — Créditos emergentes dos ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009.

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	2 907 983
Fevereiro	2 907 983
Março	2 907 983
Abril	2 907 983
Maio	2 907 983
Junho	2 907 983
Julho	2 907 983
Agosto	2 907 983
Setembro	2 907 983
Outubro	2 907 983
Novembro	2 907 983
Dezembro	2 907 983
Total	34 895 800

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	1 557 391
Fevereiro	1 557 391
Março	1 557 391
Abril	1 557 391
Maio	1 557 391
Junho	1 557 391
Julho	1 557 391
Agosto	1 557 391
Setembro	1 557 391
Outubro	1 557 391
Novembro	1 557 391
Dezembro	1 557 391
Total	18 688 692

X.2.3 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição para as entidades cessionárias referente ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial

X.2.3.1 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição para o Banco Comercial Português

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	2 218 105
Fevereiro	2 218 105
Março	2 218 105
Abril	2 218 105
Maio	2 218 105
Junho	2 218 105
Julho	2 218 105
Agosto	2 218 105
Setembro	2 218 105
Outubro	2 218 105
Novembro	2 218 105
Dezembro	2 218 105
Total	26 617 260

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	2 160 348
Fevereiro	2 160 348
Março	2 160 348
Abril	2 160 348
Maio	2 160 348
Junho	2 160 348
Julho	2 160 348
Agosto	2 160 348
Setembro	2 160 348
Outubro	2 160 348
Novembro	2 160 348
Dezembro	2 160 348
Total	25 924 176

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da
PRE em 2017

Janeiro	2 089 107
Fevereiro	2 089 107
Março	2 089 107
Abril	2 089 107
Maio	2 089 107
Junho	2 089 107
Julho	2 089 107
Agosto	2 089 107
Setembro	2 089 107
Outubro	2 089 107
Novembro	2 089 107
Dezembro	2 089 107
Total	25 069 284

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2017

Janeiro	1 523 775
Fevereiro	1 523 775
Março	1 523 775
Abril	1 523 775
Maio	1 523 775
Junho	1 523 775
Julho	1 523 775
Agosto	1 523 775
Setembro	1 523 775
Outubro	1 523 775
Novembro	1 523 775
Dezembro	1 523 775
Total	18 285 300

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2018

Janeiro	1 918 597
Fevereiro	1 918 597
Março	1 918 597
Abril	1 918 597
Maio	1 918 597
Junho	1 918 597
Julho	1 918 597
Agosto	1 918 597
Setembro	1 918 597
Outubro	1 918 597
Novembro	1 918 597
Dezembro	1 918 597
Total	23 023 164

X.2.3.2 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição
para o Banco Santander Totta

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2016

Janeiro	4 278 847
Fevereiro	4 278 847
Março	4 278 847
Abril	4 278 847
Maio	4 278 847
Junho	4 278 847
Julho	4 278 847
Agosto	4 278 847
Setembro	4 278 847
Outubro	4 278 847
Novembro	4 278 847
Dezembro	4 278 847
Total	51 346 164

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da
PRE em 2017

Janeiro	2 089 108
Fevereiro	2 089 108
Março	2 089 108
Abril	2 089 108
Maio	2 089 108
Junho	2 089 108
Julho	2 089 108
Agosto	2 089 108
Setembro	2 089 108
Outubro	2 089 108
Novembro	2 089 108
Dezembro	2 089 108
Total	25 069 296

Unidade: EUR

Renda do
sobrecusto da PRE
em 2017

Janeiro	2 119 236
Fevereiro	2 119 236
Março	2 119 236
Abril	2 119 236
Maio	2 119 236
Junho	2 119 236
Julho	2 119 236
Agosto	2 119 236
Setembro	2 119 236
Outubro	2 119 236
Novembro	2 119 236
Dezembro	2 119 236
Total	25 430 832

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	761 887
Fevereiro	761 887
Março	761 887
Abril	761 887
Maio	761 887
Junho	761 887
Julho	761 887
Agosto	761 887
Setembro	761 887
Outubro	761 887
Novembro	761 887
Dezembro	761 887
Total	9 142 644

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	12 620 933
Fevereiro	12 620 933
Março	12 620 933
Abril	12 620 933
Maio	12 620 933
Junho	12 620 933
Julho	12 620 933
Agosto	12 620 933
Setembro	12 620 933
Outubro	12 620 933
Novembro	12 620 933
Dezembro	12 620 933
Total	151 451 196

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018	
Janeiro	959 298
Fevereiro	959 298
Março	959 298
Abril	959 298
Maio	959 298
Junho	959 298
Julho	959 298
Agosto	959 298
Setembro	959 298
Outubro	959 298
Novembro	959 298
Dezembro	959 298
Total	11 511 576

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018	
Janeiro	13 857 419
Fevereiro	13 857 419
Março	13 857 419
Abril	13 857 419
Maio	13 857 419
Junho	13 857 419
Julho	13 857 419
Agosto	13 857 419
Setembro	13 857 419
Outubro	13 857 419
Novembro	13 857 419
Dezembro	13 857 419
Total	166 289 028

X.2.3.3 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição para a Tagus

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	12 972 428
Fevereiro	12 972 428
Março	12 972 428
Abril	12 972 428
Maio	12 972 428
Junho	12 972 428
Julho	12 972 428
Agosto	12 972 428
Setembro	12 972 428
Outubro	12 972 428
Novembro	12 972 428
Dezembro	12 972 428
Total	155 669 136

X.2.3.4 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	3 203 632
Fevereiro	3 203 632
Março	3 203 632
Abril	3 203 632
Maio	3 203 632
Junho	3 203 632
Julho	3 203 632
Agosto	3 203 632
Setembro	3 203 632
Outubro	3 203 632
Novembro	3 203 632
Dezembro	3 203 632
Total	38 443 584

X.2.3.5 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição para o Banco Popular

Unidade: EUR	
	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	1 767 283
Fevereiro	1 767 283
Março	1 767 283
Abril	1 767 283
Maio	1 767 283
Junho	1 767 283
Julho	1 767 283
Agosto	1 767 283
Setembro	1 767 283
Outubro	1 767 283
Novembro	1 767 283
Dezembro	1 767 283
Total	21 207 396

X.2.3.6 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição para a Caixa Bank

Unidade: EUR	
	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	6 229 566
Fevereiro	6 229 566
Março	6 229 566
Abril	6 229 566
Maio	6 229 566
Junho	6 229 566
Julho	6 229 566
Agosto	6 229 566
Setembro	6 229 566
Outubro	6 229 566
Novembro	6 229 566
Dezembro	6 229 566
Total	74 754 792

Unidade: EUR	
	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	1 342 625
Fevereiro	1 342 625
Março	1 342 625
Abril	1 342 625
Maio	1 342 625
Junho	1 342 625
Julho	1 342 625
Agosto	1 342 625
Setembro	1 342 625
Outubro	1 342 625
Novembro	1 342 625
Dezembro	1 342 625
Total	16 111 500

Unidade: EUR	
	Renda do sobrecusto da PRE em 2015
Janeiro	16 349 508
Fevereiro	16 349 508
Março	16 349 508
Abril	16 349 508
Maio	16 349 508
Junho	16 349 508
Julho	16 349 508
Agosto	16 349 508
Setembro	16 349 508
Outubro	16 349 508
Novembro	16 349 508
Dezembro	16 349 508
Total	196 194 096

X.2.3.7 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição para o Banco Português de Investimento

Unidade: EUR	
	Renda do sobrecusto da PRE em 2017
Janeiro	1 025 081
Fevereiro	1 025 081
Março	1 025 081
Abril	1 025 081
Maio	1 025 081
Junho	1 025 081
Julho	1 025 081
Agosto	1 025 081
Setembro	1 025 081
Outubro	1 025 081
Novembro	1 025 081
Dezembro	1 025 081
Total	12 300 972

Unidade: EUR	
	Renda do sobrecusto da PRE em 2016
Janeiro	2 183 553
Fevereiro	2 183 553
Março	2 183 553
Abril	2 183 553
Maio	2 183 553
Junho	2 183 553
Julho	2 183 553
Agosto	2 183 553
Setembro	2 183 553
Outubro	2 183 553
Novembro	2 183 553
Dezembro	2 183 553
Total	26 202 636

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	1 566 830
Fevereiro	1 566 830
Março	1 566 830
Abril	1 566 830
Maio	1 566 830
Junho	1 566 830
Julho	1 566 830
Agosto	1 566 830
Setembro	1 566 830
Outubro	1 566 830
Novembro	1 566 830
Dezembro	1 566 830
Total	18 801 960

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018	
Janeiro	664 129
Fevereiro	664 129
Março	664 129
Abril	664 129
Maio	664 129
Junho	664 129
Julho	664 129
Agosto	664 129
Setembro	664 129
Outubro	664 129
Novembro	664 129
Dezembro	664 129
Total	7 969 548

X.2.3.8 — Transferências do Operador da Rede de Distribuição para o Banco Bilbao Vizcaya Argentaria

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	3 340 784
Fevereiro	3 340 784
Março	3 340 784
Abril	3 340 784
Maio	3 340 784
Junho	3 340 784
Julho	3 340 784
Agosto	3 340 784
Setembro	3 340 784
Outubro	3 340 784
Novembro	3 340 784
Dezembro	3 340 784
Total	40 089 408

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	1 657 400
Fevereiro	1 657 400
Março	1 657 400
Abril	1 657 400
Maio	1 657 400
Junho	1 657 400
Julho	1 657 400
Agosto	1 657 400
Setembro	1 657 400
Outubro	1 657 400
Novembro	1 657 400
Dezembro	1 657 400
Total	19 888 800

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	527 461
Fevereiro	527 461
Março	527 461
Abril	527 461
Maio	527 461
Junho	527 461
Julho	527 461
Agosto	527 461
Setembro	527 461
Outubro	527 461
Novembro	527 461
Dezembro	527 461
Total	6 329 532

Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	1 142 831
Fevereiro	1 142 831
Março	1 142 831
Abril	1 142 831
Maio	1 142 831
Junho	1 142 831
Julho	1 142 831
Agosto	1 142 831
Setembro	1 142 831
Outubro	1 142 831
Novembro	1 142 831
Dezembro	1 142 831
Total	13 713 972

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2018	
Janeiro	1 438 948
Fevereiro	1 438 948
Março	1 438 948
Abril	1 438 948
Maio	1 438 948
Junho	1 438 948
Julho	1 438 948
Agosto	1 438 948
Setembro	1 438 948
Outubro	1 438 948
Novembro	1 438 948
Dezembro	1 438 948
Total	17 267 376

X.2.4 — Valores mensais a transferir pelo FSSSE para a EDP SU

Dando cumprimento à legislação em vigor até à data, os valores a transferir para a EDP SU, no total de 189 000 000€, decorrente da contribuição extraordinária sobre o setor energético alocados à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN a transferir pelo Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN, para redução do diferencial de custo da PRE¹ referente a 2019 são os seguintes:

Unidade: EUR

Contribuição extraordinária sobre o setor energético em 2019	
Janeiro	15 750 000
Fevereiro	15 750 000
Março	15 750 000
Abril	15 750 000
Maio	15 750 000
Junho	15 750 000
Julho	15 750 000
Agosto	15 750 000
Setembro	15 750 000
Outubro	15 750 000
Novembro	15 750 000
Dezembro	15 750 000
Total	189 000 000

X.3 — Ajustamentos tarifários de 2017 e 2018

Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos de 2019 da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2019	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Juros do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2018	Ajustamento provisório do ano de 2018 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	$(2) = [(1) \times (1+2017) \times (1+2018)]$	(3)	$(4) = [(3) \times (1+2018)]$	(5)	$(6) = (1)+(2)-(3)+(4)+(5)$	(7)	$(8) = [(7) \times (1+2018)]$	$(9) = (7)+(8)$	$(10) = (5)+(9)$
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-51 254	-476	10 092	32	0	-61 855	-25 328	-82	-25 410	-87 265
Proveitos permitidos à REN Trading	-51 254	-476	10 092	32	0	-61 855	-25 328	-82	-25 410	-87 265

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos de 2019 da REN

0

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2019	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Juros do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Acerto do CAPEX de 2018 em tarifas de 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	2) = [(1) x (1+2017)x (1+2018)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+2018)-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-17 934	-167	305	1		-234	-18 174	137	-18 037
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	3 183	30			0	-901	4 114	16 285	20 399
Proveitos permitidos à REN	-14 751	-137	305	1	0	-1 135	-14 060	16 422	2 362

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos de 2019 da EDP Distribuição

Tarifas 2019	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Acerto do CAPEX de 2018 em tarifas de 2019	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	2) = [(1) x (1+2017)x (1+2018)-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6)	(7) = (4)+(5)+(6)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-43 968	-408		-44 376			-44 376
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-9 351	-87	-10 736	1 298	8 840	430	10 567
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	-53 319	-495	-10 736	-43 078	8 840	430	-33 809

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos de 2019 da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2019	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Juros do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2018	Ajustamento do ano de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2018	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2018	Ajustamento provisório do ano de 2018 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	2) = [(1) x (1+2017)x (1+2018)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+2018)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+2018)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-34 703	-322	148 142	477	-183 644	37 730	121	37 852	-145 793
Sobrecusto da PRE	-26 382	-245	171 131	551	-198 309	83 232	268	83 500	-114 809
CVEE	-12 699	-118	-22 989	-74	10 245	-45 501	-146	-45 648	-35 403
Ajustamento da atividade tarifária	4 379	41			4 419				4 419
Comercialização (C)	730	7			737				737
Proveitos permitidos à EDP SU	-33 973	-316	148 142	477	-182 908	37 730	121	37 852	-145 056

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos de 2019 da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Acerto do CAPEX de 2018 atualizado para 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	(2) = [(1) x (1+2017)x (1+2018)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-6 362	-59	-261	-6 682	1 289	-5 393
Distribuição de Energia Elétrica	616	6	-365	257	1 549	1 806
Comercialização de Energia Elétrica	83	1	-159	-75	94	19
EDA	-5 663	-53	-785	-6 500	2 933	-3 567

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Valor dos ajustamentos de 2017 e 2018 incluídos nos proveitos permitidos de 2019 da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2017	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2019	Acerto do CAPEX de 2018 atualizado para 2019	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2019
	(1)	(2) = [(1) x (1+2017)x (1+2018)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-14 687	-138	-707	-15 533	5 822	-9 710
Distribuição de Energia Elétrica	-376	-4	-292	-673	1 400	728
Comercialização de Energia Elétrica	-115	-1	5	-111	-14	-125
EEM	-15 179	-144	-994	-16 316	7 209	-9 108

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

XI — Serviço da Dívida

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário, os comentários recebidos pelas entidades legalmente competentes, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º todos dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezem-

bro, do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, do artigo 2.º, n.º 7 do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, e do artigo 196.º do Regulamento Tarifário, aprova os valores associados ao serviço da dívida.

Identifica-se ainda o montante de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, ao abrigo do n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, bem como os montantes em dívida resultantes do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.

Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2018	Juros 2019	Amortização e regularização 2019 ¹²	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2019	Saldo em dívida em 2019
	(1)	(2)	(3) = (1)+(2)		
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	381 745 855	11 503 911	381 745 855	393 249 767	0
EDP Serviço Universal	9 502 276	286 351	9 502 276	9 788 627	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	25 838 613	778 647	25 838 613	26 617 260	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	29 013 094	874 310	29 013 094	29 887 404	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	18 141 983	546 709	18 141 983	18 688 692	0
Caixa Bank					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	190 454 742	5 739 354	190 454 742	196 194 096	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	72 567 957	2 186 835	72 567 957	74 754 792	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	20 587 007	620 389	20 587 007	21 207 396	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	15 640 183	471 317	15 640 183	16 111 500	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	629 294 614	14 095 570	311 162 443	325 258 013	318 132 171
EDP Serviço Universal	15 059 200	337 311	7 446 206	7 783 517	7 612 994
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 156 933	1 123 465	24 800 711	25 924 176	25 356 222
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	74 378 922	1 666 013	36 777 571	38 443 584	37 601 351
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	99 342 255	2 225 167	49 120 997	51 346 164	50 221 258

Unidade: EUR					
	Saldo em dívida em 2018	Juros 2019	Amortização e regularização 2019 ^[2]	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2019	Saldo em dívida em 2019
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	301 181 661	6 746 168	148 922 968	155 669 136	152 258 694
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 695 685	1 135 533	25 067 103	26 202 636	25 628 581
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	38 479 958	861 913	19 026 887	19 888 800	19 453 071
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	999 279 399	18 770 464	326 913 932	345 684 396	672 365 466
EDP Serviço Universal	1	0	0	0	1
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	72 468 469	1 361 248	23 708 036	25 069 284	48 760 433
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	52 857 820	992 881	17 292 419	18 285 300	35 565 401
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	35 558 758	667 936	11 633 036	12 300 972	23 925 722
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	54 351 343	1 020 936	17 781 024	18 801 960	36 570 319
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	115 887 555	2 176 832	37 912 576	40 089 408	77 974 979
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	18 296 952	343 690	5 985 842	6 329 532	12 311 110
Santan der					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	72 468 504	1 361 248	23 708 048	25 069 296	48 760 456
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	73 513 606	1 380 880	24 049 952	25 430 832	49 463 654
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	26 428 893	496 440	8 646 204	9 142 644	17 782 689
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	437 804 140	8 223 713	143 227 483	151 451 196	294 576 657
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	39 643 356	744 661	12 969 311	13 713 972	26 674 045
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	881 196 333	13 146 568	215 429 956	228 576 524	665 766 378
EDP Serviço Universal	9 698 903	144 698	2 371 134	2 515 832	7 327 770
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	641 068 818	9 564 106	156 724 922	166 289 028	484 343 895
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	66 568 290	993 132	16 274 244	17 267 376	50 294 047
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	88 757 705	1 324 176	21 698 988	23 023 164	67 058 717
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	30 723 787	458 368	7 511 180	7 969 548	23 212 607
Santan der					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	44 378 829	662 088	10 849 488	11 511 576	33 529 341
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019^[1]					920 802 886
Tagus, SA	762 234 093	12 416 793	121 962 869	134 379 662	640 271 224
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	564 296 636	9 192 392	90 291 470	99 483 862	474 005 166
Sobrecusto da PRE 2009	197 937 457	3 224 401	31 671 399	34 895 800	166 266 058
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-320 424	0	-320 424	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-320 424		-320 424	0
Total	3 653 750 293	69 612 883	1 357 215 055	1 426 827 938	3 217 338 124

Notas: ^[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2019 é de 1 157,4 milhões de euros.

XII — Preços de Serviços Regulados

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2019” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário, os comentários recebidos pelas entidades legalmente competentes, o Conselho de Administração da ERSE, ao abrigo das disposições conjugadas dos artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º todos dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada

pelo Decreto-Lei n.º 57-A/2018, de 13 de julho, dos artigos 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, dos artigos n.º 76.º, 136.º, 208.º, 270.º, 293.º, 300.º, 308.º e 309.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro, na redação do Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, aprova os valores dos preços dos serviços regulados.

XII.1 — Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais

Os valores dos preços de leitura extraordinária, da quantia mínima a pagar em caso de mora, de ativação do fornecimento a instalações eventuais e dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica a vigorar em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira são apresentados, respetivamente, nos capítulos XII.1.1, XII.1.2, XII.1.3.

XII.1.1 — Portugal continental**XII.1.1.1 — Preços de leitura extraordinária**

1 — Os preços a cobrar pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica em Portugal continental, previstos no artigo n.º 270.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte.

Cientes	Horário	Valor (EUR)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,64
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,40
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,40

2 — Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

3 — Os encargos de leitura extraordinária constantes do quadro anterior não são aplicáveis aos clientes integrados no sistema de telecontagem.

XII.1.1.2 — Quantia mínima a pagar em caso de mora

1 — Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora em Portugal continental, prevista no n.º 5 do artigo n.º 136.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte.

Atraso no pagamento	Valor (EUR)
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

2 — Os prazos referidos no quadro anterior são contínuos.

XII.1.1.3 — Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais

1 — Os valores dos preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais em Portugal continental, previstos no artigo n.º 208.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Valor (EUR)
BTE	109,78
BTN	49,51

2 — Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

XII.1.1.4 — Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica

1 — Os valores dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental, previstos no artigo n.º 76.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Serviços	Valor (EUR)
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo: Interrupção / Restabelecimento	271,45
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação): Interrupção / Restabelecimento	1 927,95
AT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	109,08
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	745,36
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	82,28
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	237,07

Cliente	Serviços	Valor (EUR)
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento Adicional para operação de enfiamento/desfiação de derivação	32,95 12,52
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: Chegadas aéreas Interrupção / Restabelecimento	32,90
	Chegadas subterrâneas Interrupção / Restabelecimento	51,52
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	15,86
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento Adicional para operação de enfiamento/desfiação de derivação Interrupção / restabelecimento com recurso remoto via EB	11,21 12,52 3,00
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: Chegadas aéreas Interrupção / Restabelecimento	13,64
	Chegadas subterrâneas Interrupção / Restabelecimento	51,52
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	29,14

2 — Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

3 — O restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado nos prazos máximos estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

XII.1.2 — Região Autónoma dos Açores (RAA)**XII.1.2.1 — Preços de leitura extraordinária**

1 — Os preços a cobrar pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica na RAA, nos termos dos artigos n.º 270.º e n.º 300.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Horário	Valor (EUR)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,83
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,68
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,10
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,56
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,68
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,10

2 — Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

3 — Os encargos de leitura extraordinária constantes do quadro anterior não são aplicáveis aos clientes integrados no sistema de telecontagem.

XII.1.2.2 — Quantia mínima a pagar em caso de mora

1 — Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora na RAA, nos termos conjugados do n.º 5 do artigo 136.º e do artigo n.º 308.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Atraso no pagamento	Valor (EUR)
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

2 — Os prazos referidos no quadro anterior são contínuos.

XII.1.2.3 — Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais

1 — Os valores dos preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais na RAA, previstos nos termos conjugados dos artigos n.º 208.º e n.º 293.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Valor (EUR)
BTE	109,78
BTN	49,51

2 — Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

XII.1.2.4 — Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica

1 — Os valores dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica a praticar na RAA, nos termos do artigo 309.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Serviços	Valor (EUR)
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	65,03
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	216,76
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	16,26
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,10
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	32,52
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	60,76
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	65,03
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica Clientes em BTN	22,47
	Clientes em BTE	23,85

2 — Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

3 — O restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado nos prazos máximos estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

XII.1.3 — Região Autónoma da Madeira (RAM)

XII.1.3.1 — Preços de leitura extraordinária

1 — Os preços a cobrar pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica na RAM, nos termos dos artigos 270.º e 300.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Horário	Valor (EUR)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,83
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,67
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,09
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,46
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,55
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,09

2 — Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

3 — Os encargos de leitura extraordinária constantes do quadro anterior não são aplicáveis aos clientes integrados no sistema de telecontagem.

XII.1.3.2 — Quantia mínima a pagar em caso de mora

1 — Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora na RAM, nos termos dos artigos n.º 136.º e n.º 308.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Atraso no pagamento	Valor (EUR)
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

2 — Os prazos referidos no quadro anterior são contínuos.

XII.1.3.3 — Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais

1 — Os valores dos preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais na RAM, previstos nos artigos n.º 208.º e n.º 293.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Valor (EUR)
BTE	109,78
BTN	49,51

2 — Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

XII.1.3.4 — Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica

1 — Os valores dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica a praticar na RAM, nos termos do artigo n.º 76.º e n.º 309.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Serviços	Valor (EUR)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	65,00
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	216,67
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: BTN Interrupção / Restabelecimento	12,05
	BTE Interrupção / Restabelecimento	16,26
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,06
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	32,50
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	78,25
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	81,29
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica Clientes em BTN	22,42
	Clientes em BTE	23,85

2 — Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

3 — O restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado nos prazos máximos estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

311923551

Diretiva (extrato) n.º 6/2019

Perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2019

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) aprovado pelo Regulamento n.º 561/2014, de 22 de dezembro, e alterado pelo Regulamento n.º 1/2017, de 23 de novembro, prevê a aprovação pela ERSE de perfis de consumo, na sequência de proposta fundamentada e conjunta apresentada pelos operadores das redes.

Os perfis de consumo aplicam-se às instalações de clientes finais que não dispõem de equipamento de medição com registo de consumos em períodos de 15 minutos. Com efeito, para estas instalações, a estimação dos consumos discriminados por períodos de 15 minutos é feita a partir dos consumos registados nos equipamentos de medição dos clientes finais, ou obtidos por estimativa, e do perfil de consumo aplicável.

Por outro lado, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica (GMLDD), aprovado pela ERSE através da Diretiva n.º 5/2016, de 17 de fevereiro, prevê a aplicação de perfis de produção e de perfis de autoconsumo. Os primeiros são aplicados a todos os microprodutores, miniprodutores e instalações de pequena potência que não disponham de equipamento de medição com registo de produção em períodos de 15 minutos ou cuja leitura não tenha periodicidade diária e os segundos aplicam-se às instalações de autoconsumo em BTN, que