



ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Diretiva n.º 2/2018

Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018

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 84/2013, de 25 de junho, 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 ERSE n.º 2/2017, de 23 de novembro.

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, 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 último recurso, obedecem aos seguintes princípios:

- a. Igualdade de tratamento e de oportunidades;
- b. Uniformidade tarifária, permitindo a aplicação universal do sistema tarifário a todos os clientes, fomentando-se a convergência dos sistemas elétricos de Portugal continental e das Regiões Autónomas;
- c. Transparência na formulação e fixação das tarifas;
- d. Inexistência de subsídios cruzados entre atividades e clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária;
- e. Transmissão de sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do Sistema Elétrico Nacional (SEN);
- f. 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;
- g. Criação de incentivos ao desempenho eficiente das atividades reguladas das empresas;
- h. 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 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020”, a qual integra os seguintes anexos: (i) “Parâmetros de Regulação para o período 2018 a 2020”; (ii) “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico”; (iii) “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2018”; (iv) “Introdução do ciclo semanal nos fornecimentos em BTN nas Regiões Autónomas”; (v) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018”; (vi) “Análise do desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico”. 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 2018, são públicos, através da sua disponibilização na página de internet da ERSE.

As tarifas e preços a vigorarem em 2018 devem ser analisadas no 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”, os proveitos permitidos e ajustamentos das várias empresas reguladas estabelecidos e justificados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018”, a estrutura tarifária definida e justificada no documento “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2018” e a procura prevista para 2018 apresentada e justificada no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2018”.

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 2018 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 fornecimento 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 clientes finais dos comercializadores, independentemente da sua natureza (de último recurso ou em regime de mercado). A variação das tarifas de acesso

às redes depende dos custos associados ao uso das redes de transporte e distribuição e dos custos de interesse económico geral e política energética, incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.

As tarifas e preços a vigorarem em 2018 integram um conjunto de novidades e aperfeiçoamentos da estrutura tarifária aprovados na revisão regulamentar de 2017. Esses aperfeiçoamentos incidiram sobre diversas matérias, a saber: (i) introdução de sazonalidade nos preços de energia ativa das tarifas de acesso às redes em BTE, (ii) introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas, (iii) aprovação da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador, (iv) aprofundamento das disposições relativas aos projetos piloto das tarifas dinâmicas e de aperfeiçoamento da estrutura tarifária, (v) nova faturação de potência contratada para a iluminação pública com telecontagem, (vi) aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas, (vii) aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais e definição das tarifas de acesso às redes para operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão.

As tarifas para 2018 consolidam o movimento iniciado nas tarifas de 2016 de redução da dívida tarifária. A significativa amortização da dívida é o principal fator que contribui para o incremento das tarifas, mas que se justifica pela necessidade de reforçar o percurso já iniciado para o equilíbrio do sistema, garantindo, assim, a sua sustentabilidade.

Para além deste fator, observou-se igualmente o aumento dos custos com os combustíveis fósseis, designadamente do carvão e do gás natural, o que contribui para o aumento dos custos de produção de energia, com reflexo num incremento da tarifa de energia.

Estes fatores foram neutralizados pela conjugação de diferentes ações, que permitem a diminuição do nível tarifário, e que são, em grande parte, decorrentes das iniciativas desenvolvidas pela ERSE na preparação do período regulatório que se inicia em 2018 e terminará em 2020. O início do novo período regulatório permitiu que se transferisse para os consumidores de energia elétrica parte dos ganhos de eficiência obtidos pelas empresas dentro do anterior período regulatório, através da revisão em baixa dos níveis de custos a recuperar pelas tarifas. Para além da partilha dos ganhos de eficiência entre as empresas e os consumidores de energia elétrica, a ERSE reviu em baixo as taxas de remuneração aplicadas aos investimentos das empresas reguladas durante o período regulatório 2018-2020.

Importa ainda realçar o impacto da evolução dos custos com a produção em regime especial com tarifa bonificada que contribui para a redução tarifária, sendo ao contrário dos fatores elencados anteriormente, exógeno à atuação regulatória.

Contribuíram também para a redução tarifária a manutenção das medidas mitigadoras estabelecidas por diplomas de anos anteriores, que visam diminuir o nível dos custos de interesse económico geral a recuperar pelas tarifas.

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 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 2018 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; (ii) na generalidade dos casos, os preços sofrem um aumento de 1,5%, valor do deflator implícito no consumo privado, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização; (iii) os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2018, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.

Considerando o parecer do Conselho Tarifário, os comentários dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a presente deliberação, nos termos e com os fundamentos do documento da ERSE, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018 a 2020” e demais anexos, procede à fixação das tarifas e preços regulados para 2018, considerando-se os documentos anexos supra identificados parte integrante da presente fundamentação preambular.

A fixação dos valores das tarifas e dos preços dos serviços regulados para 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018 a 2020, integra-se no cumprimento das atribuições e poderes de regulação da ERSE estabelecidos, respetivamente nos artigos 3.º, 11.º e 12.º dos seus Estatutos, conciliando uma tutela harmonizada dos interesses dos consumidores e das empresas reguladas do setor elétrico.

Nos termos e em conformidade com a documentação subjacente à fundamentação das tarifas e preços, os valores das tarifas ora estabelecidos têm em devida conta os princípios e os pressupostos de convergência tarifária dos sistemas elétricos das Regiões Autónomas, consignados na legislação aplicável, em especial no 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.

A presente diretiva aprova também o conteúdo mínimo a publicitar nas faturas dos comercializadores relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado, nos termos previstos no n.º 4 do artigo 5.º da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, tendo em consideração os pareceres do Conselho Tarifário de 15 de setembro e do Conselho Consultivo de 14 de setembro de 2017, relativos à proposta de portaria que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas.

Nestes termos:

Considerando o parecer 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, número 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 84/2013, de 25 de junho, 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, dos artigos 196.º e 197.º do Regulamento Tarifário, nos termos do n.º 4 do artigo 5.º da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, deliberou aprovar as tarifas e preços de energia elétrica a vigorar em 2018, nos termos do anexo à presente deliberação que dela faz parte integrante, aprovando:

1º As tarifas de acesso às redes, que compreendem:

- a. Tarifas de acesso às redes para as entregas a clientes e a operadores da rede e comercializadores de último recurso exclusivamente em BTN;
- b. Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT;
- c. Tarifas por atividade a aplicar pelos ORD;
- d. Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador;
- e. Períodos horários em Portugal continental;
- f. Ajustamentos para perdas em Portugal continental.

2º As tarifas sociais:

- a. Tarifas sociais de acesso às redes;
- b. Tarifas sociais de venda a clientes finais;
- c. Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis.

3º As tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental que compreende:

- a. Tarifas transitórias de venda a clientes finais;
- b. Tarifas transitórias da atividade de comercialização de último recurso;
- c. Períodos horários das tarifas transitórias.

4º As tarifas de venda a clientes finais na Região Autónoma dos Açores:

- a. Tarifas de venda a clientes finais;
- b. Períodos horários;
- c. Ajustamentos para perdas.

5º As tarifas de venda a clientes finais na Região Autónoma da Madeira:

- a. Tarifas de venda a clientes finais;
 - b. Períodos horários;
 - c. Ajustamentos para perdas.
- 6º Os parâmetros para a definição das tarifas.
 - 7º Os parâmetros do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2018-2020.
 - 8º Os parâmetros do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020.
 - 9º Os parâmetros e expressões adicionais do mecanismo de incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT para o período regulatório 2018-2020.
 - 10º As transferências entre entidades do Sistema Elétrico Nacional.
 - 11º A divulgação do serviço da dívida.
 - 12º Os preços dos serviços regulados.
 - 13º Aprovar, nos termos do n.º 4 do artigo 5.º da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, o conteúdo mínimo a publicitar nas faturas dos comercializadores relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado.
 - 14º Determinar a publicitação na página da ERSE na Internet do parecer do Conselho Tarifário da ERSE, do documento com os comentários da ERSE sobre o mesmo parecer, bem como da presente Diretiva e demais documentos que a fundamentam.
 - 15º Proceder à publicação da presente deliberação na 2.ª Série do Diário da República.
 - 16º Proceder à publicação da presente deliberação nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
 - 17º Os valores das tarifas e preços aprovados pela presente Diretiva produzem efeitos, em qualquer caso, a partir de 1 de janeiro de 2018 em todo o território nacional.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

15 de dezembro de 2017

O Conselho de Administração

Maria Cristina Portugal

Alexandre Silva Santos

Mariana Pereira

A N E X O**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 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020” 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, número 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 84/2013, de 25 de junho, 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, do artigo 22.º e seguintes do Regulamento da Mobilidade Elétrica, aprovado pelo Regulamento da ERSE n.º 879/2015, de 22 de dezembro, 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 da ERSE n.º 2/2017, de 23 de novembro 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 aos operadores da rede exclusivamente em BT e as tarifas de acesso relativas à Mobilidade Elétrica são apresentadas em I.1.

As tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT são apresentadas em I.2.1.

As tarifas de operação logística de mudança de comercializador 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 ERSE n.º 4/2017, de 23 de novembro de 2017, são apresentados em I.4.

I.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA AS ENTREGAS A CLIENTES E A OPERADORES DA REDE E COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EXCLUSIVAMENTE EM BTN

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	1,616	0,0531
	Contratada	0,754	0,0248
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0281	
	Horas cheias	0,0235	
	Horas de vazio normal	0,0161	
	Horas de super vazio	0,0161	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0280	
	Horas cheias	0,0235	
	Horas de vazio normal	0,0161	
	Horas de super vazio	0,0161	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0255	
	Capacitiva	0,0191	

* 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	3,706	0,1218
	Contratada	0,680	0,0224
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0339	
	Horas cheias	0,0279	
	Horas de vazio normal	0,0177	
	Horas de super vazio	0,0175	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0338	
	Horas cheias	0,0279	
	Horas de vazio normal	0,0177	
	Horas de super vazio	0,0175	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0255	
	Capacitiva	0,0191	

* 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	6,531	0,2147
	Contratada	1,063	0,0349
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0490	
	Horas cheias	0,0413	
	Horas de vazio normal	0,0221	
	Horas de super vazio	0,0214	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0487	
	Horas cheias	0,0410	
	Horas de vazio normal	0,0220	
	Horas de super vazio	0,0215	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0278	
	Capacitiva	0,0209	

* 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	15,353	0,5048
	Contratada	1,312	0,0431
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0721	
	Horas cheias	0,0612	
	Horas de vazio normal	0,0305	
	Horas de super vazio	0,0282	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0713	
	Horas cheias	0,0608	
	Horas de vazio normal	0,0300	
	Horas de super vazio	0,0283	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0331	
	Capacitiva	0,0252	

* 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	36,29	1,1932
	34,5	45,37	1,4915
	41,4	54,44	1,7898
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2213	
	Horas cheias	0,0730	
	Horas de vazio	0,0166	

* 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	1,51	0,0497
	2,3	3,02	0,0994
	3,45	4,54	0,1492
	4,6	6,05	0,1989
	5,75	7,56	0,2486
	6,9	9,07	0,2983
	10,35	13,61	0,4475
	13,8	18,15	0,5966
	17,25	22,68	0,7458
	20,7	27,22	0,8949
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0935	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1295	
	Horas de vazio	0,0391	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2213	
	Hora cheia	0,1032	
	Hora vazio	0,0391	

* 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	1,315	0,0432
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2213	
	Horas cheias	0,0730	
	Horas de vazio	0,0166	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM IP (≤20,7 kW)		PREÇOS	
Potência	Contratada	(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
		1,315	0,0432
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0935	
		0,1295	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0391	
	Horas de vazio	0,2213	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1032	
	Hora cheia	0,0391	
	Hora vazio		

* RRC art. 119.º, n.º 6

O Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico estabelece que os comercializadores informem, anualmente, os seus clientes sobre o peso dos custos de interesse económico geral (CIEG) na faturação de Acesso às Redes. Para o ano de 2018, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos CIEG são os seguintes:

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	72%
AT	66%
MT	59%
BTE	60%
BTN > 20,7 kVA	56%
BTN ≤ 20,7 kVA	67%

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	Horas de ponta	(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
		6,531	0,2147
		Contratada	1,063
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0537	
	Horas cheias	0,0453	
	Horas de vazio normal	0,0235	
	Horas de super vazio	0,0226	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0534	
	Horas cheias	0,0450	
	Horas de vazio normal	0,0234	
	Horas de super vazio	0,0227	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0278	
	Capacitiva	0,0209	

* RRC art. 119.º, n.º 6

As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à Mobilidade Elétrica nos Pontos de Carregamento a 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	0,2305
	Horas de cheias	0,1124
	Horas de vazio	0,0483

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Baixa Tensão - tarifa Bi-horária	Horas fora de vazio	0,1387
	Horas de vazio	0,0483

I.2 TARIFAS POR ATIVIDADE

I.2.1 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.2.1.1 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	0,0025
	Horas cheias	0,0025
	Horas de vazio normal	0,0025
	Horas de super vazio	0,0025

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	0,0065
	Horas cheias	0,0065
	Horas de vazio normal	0,0065
	Horas de super vazio	0,0065

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	0,0090
	Horas cheias	0,0090
	Horas de vazio normal	0,0090
	Horas de super vazio	0,0090

I.2.1.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

I.2.1.2.1 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	0,5480
	Horas de vazio	0,4237

I.2.1.2.2 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	1,616
	Contratada	0,118
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	0,0255
	Capacitiva	0,0191

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência		(EUR/kW.mês)
	Horas de ponta	2,749
	Contratada	0,329
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	0,0255
	Capacitiva	0,0191

I.2.2 TARIFAS DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Os preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador aplicar ao operador da rede de distribuição em AT e MT, são os seguintes:

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência	(EUR/MW.mês)	
	MAT	0,002
	AT	0,003
	MT	0,066
	BTE	0,289
	BTN	2,640

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	0,003
	MT	0,066
	BTE	0,289
	BTN	2,640

I.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	0,0025
	Horas cheias	0,0025
	Horas de vazio normal	0,0025
	Horas de super vazio	0,0025

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	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025
AT	4	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025
MT	4	0,0027	0,0026	0,0026	0,0026
BTE	4	0,0029	0,0029	0,0028	0,0027
BTN>	3	0,0029	0,0029	0,0028	
BTN< tri-horárias	3	0,0029	0,0029	0,0028	
BTN bi-horárias	2	0,0029		0,0028	
BTN simples	1	0,0028			

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_j) 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 _j	0,535%	11,008%	85,918%	37,996%	15,940%	-51,396%
CAE _j	0,535%	11,008%	85,918%	37,996%	15,940%	-51,396%

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 _j ^{CIEG} _i	1,5300	1,5300	1,4500	1,4000	2,4500	1,5800
Kc _j ^{CIEG} _i	1,2350	1,2200	1,2000	1,1800	1,0000	1,2400

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, na redação dada pela Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, o parâmetro α relativo aos CIEG previstos no referido n.º 8 do artigo 4.º é fixado com o valor 0 (zero).

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, na redação dada pela Portaria n.º 212-A/2014, de 14 de outubro e da Portaria n.º 251-B/2014, de 28 de novembro.

Unid: €/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN > 20,7 kVA			BTN ≤ 20,7 kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio									
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,01	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,31	0,25	0,12	1,91	1,61	0,67	10,00	4,08	0,79	74,52	58,49	24,60
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	16,38	13,22	8,11	16,38	13,06	7,24	15,52	12,84	5,87	14,98	12,63	5,23	26,22	10,70	2,08	16,91	13,27	5,58
Sobrecusto dos CAE	0,52	0,42	0,26	3,34	2,66	1,48	11,39	9,43	4,31	21,31	17,96	7,44	25,77	10,52	2,04	-6,70	-5,26	-2,21
Garantia de potência	0,81	0,65	0,40	0,81	0,64	0,36	0,76	0,63	0,29	0,74	0,62	0,26	1,29	0,53	0,10	0,83	0,65	0,27
Sobrecusto RAs	0,32	0,26	0,16	2,09	1,67	0,92	7,13	5,90	2,70	13,34	11,24	4,66	16,13	6,58	1,28	-4,20	-3,29	-1,39
Estabilidade (DL 165/2008)	4,52	3,65	2,24	4,52	3,61	2,00	4,29	3,55	1,62	4,14	3,49	1,45	7,25	2,96	0,57	4,67	3,67	1,54
Ajust. de aquisição de energia	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Diferencial extinção TVCF	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
Sobreprovento	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07
Terrenos	0,44	0,35	0,22	0,44	0,35	0,19	0,42	0,34	0,16	0,40	0,34	0,14	0,70	0,29	0,06	0,45	0,36	0,15
PPEC	0,39	0,31	0,19	0,39	0,31	0,17	0,37	0,30	0,14	0,36	0,30	0,12	0,62	0,25	0,05	0,40	0,31	0,13
Total	23,62	19,11	11,82	28,21	22,54	12,60	40,42	33,49	15,45	57,40	48,42	20,19	88,22	36,15	7,20	87,13	68,43	28,93

Unid: €/KW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA
CMEC	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Total	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64

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 (DL90/2006)	0,0	0,0	3,1	4,6	8,3	768,0	784,1
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	22,8	72,6	157,4	35,9	21,8	174,3	484,8
Sobrecusto dos CAE	0,7	14,8	115,5	51,1	21,4	-69,1	134,5
CMEC	5,4	14,3	45,3	15,1	17,2	264,4	361,7
Garantia de potência	1,1	3,6	7,7	1,8	1,1	8,6	23,9
Sobrecusto RAs	0,5	9,3	72,3	32,0	13,4	-43,3	84,2
Estabilidade (DL 165/2008)	6,3	20,0	43,5	9,9	6,0	48,2	134,0
Ajust. de aquisição de energia	0,7	2,1	4,6	1,0	0,6	5,1	14,1
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sobreprovento	-0,2	-0,5	-1,1	-0,2	-0,2	-1,2	-3,4
Terrenos	0,6	1,9	4,2	1,0	0,6	4,7	13,0
PPEC	0,5	1,7	3,7	0,9	0,5	4,1	11,5
TOTAL	38,5	139,8	456,4	153,0	90,9	1 163,7	2 042,3

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	0,636	0,0249	0,0204	0,0131	0,0131
AT	4	0,636	0,0296	0,0239	0,0140	0,0140
MT	4	0,636	0,0418	0,0349	0,0169	0,0168
BTE	4	0,636	0,0590	0,0499	0,0217	0,0217
BTN>	3	0,636	0,0898	0,0377	0,0087	
BTN< tri-horárias	3	0,636	0,0902	0,0711	0,0309	
BTN bi-horárias	2	0,636	0,0753		0,0309	
BTN simples	1	0,636	0,0577			

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	0,636	0,0274	0,0229	0,0156	0,0156
AT	4	0,636	0,0321	0,0264	0,0165	0,0165
MT	4	0,636	0,0445	0,0375	0,0195	0,0194
BTE	4	0,636	0,0619	0,0528	0,0245	0,0244
BTN>	3	0,636	0,0927	0,0406	0,0115	
BTN< tri-horárias	3	0,636	0,0931	0,0740	0,0337	
BTN bi-horárias	2	0,636	0,0782		0,0337	
BTN simples	1	0,636	0,0605			

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)								
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento			Correção de hidraulicidade	CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. final	Revisib. Prevista		Parcela de acerto
	Renda Anual	Ajust.	Revisib.	Ajust.				Revisib.	Revisib.
MAT	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
AT	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
MT	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTE	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTN>	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTN< tri-horárias	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTN bi-horárias	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216
BTN simples	0,119	0,000	0,142	0,001	0,119	0,043	-0,001	-0,003	0,216

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 2018, nos termos do artigo 25.º, n.º 2, al. a) do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{CIEG,2018}$ (€/kW)/mês
AT	3,158
MT	4,140
BTE	5,478
BTN > 20,7 kVA	5,536
BTN ≤ 20,7 kVA	8,495

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	1,616
	Contratada	0,118
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	0,0255
	Capacitiva	0,0191

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	2,685
	Contratada	0,321
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	3,194	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	3,345	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
BTE	4	3,669	0,0011	0,0009	0,0008	0,0007	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007
BTN>	3	-	0,0453	0,0009	0,0007		0,0453	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0467	0,0009	0,0008		0,0467	0,0009	0,0008	
BTN bi-horárias	2	-	0,0111		0,0008		0,0111		0,0008	
BTN simples	1	-	0,0070				0,0070			

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	0,512
	Contratada	0,044
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	0,0255
	Capacitiva	0,0191

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	2,584
	Contratada	0,427
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
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	0,0278
	Capacitiva	0,0209

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	7,520
	Contratada	0,676
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	0,0331
	Capacitiva	0,0252

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	0,512	0,044	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0255	0,0191
MT	4	0,602	-	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009	-	-
BTE	4	0,661	-	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	-	-
BTN>	3	-	-	0,0090	0,0008	0,0005	0,0005	0,0090	0,0008	0,0005	0,0005	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0092	0,0008	0,0005	0,0005	0,0092	0,0008	0,0005	0,0005	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0027	0,0008	0,0005	0,0005	0,0027	0,0008	0,0005	0,0005	-	-
BTN simples	1	-	-	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	-	-

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	2,584	0,427	0,0026	0,0021	0,0014	0,0010	0,0024	0,0020	0,0013	0,0010	0,0278	0,0209
BTE	4	3,503	-	0,0028	0,0023	0,0015	0,0010	0,0026	0,0022	0,0014	0,0011	-	-
BTN>	3	-	-	0,0450	0,0022	0,0013	0,0010	0,0450	0,0022	0,0013	0,0010	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0462	0,0023	0,0014	0,0010	0,0462	0,0023	0,0014	0,0010	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0121	0,0014	0,0010	0,0010	0,0121	0,0014	0,0010	0,0010	-	-
BTN simples	1	-	-	0,0078	0,0078	0,0078	0,0078	0,0078	0,0078	0,0078	0,0078	-	-

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 ativa (EUR/kWh)				Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	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	Fornecida	Recebida
BTE	4	7,520	0,676	0,0053	0,0044	0,0031	0,0017	0,0049	0,0041	0,0029	0,0017	0,0331	0,0252
BTN>	3	-	0,676	0,0293	0,0285	0,0026	0,0017	0,0293	0,0285	0,0026	0,0017	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,676	0,0261	0,0252	0,0027	0,0017	0,0261	0,0252	0,0027	0,0017	-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,676	0,0254	0,0252	0,0027	0,0017	0,0254	0,0252	0,0027	0,0017	-	-
BTN simples	2	-	0,676	0,0164	0,0164	0,0164	0,0164	0,0164	0,0164	0,0164	0,0164	-	-

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

I.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, 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.

I.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 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 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020” 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, número 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 84/2013, de 25 de junho, 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, 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 9081-C/2017, de 11 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

As tarifas sociais de Acesso às Redes a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores de rede de distribuição são as 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	0,10	0,0032
	2,3	0,20	0,0067
	3,45	0,31	0,0101
	4,6	0,41	0,0134
	5,7	0,51	0,0167
	6,9	0,61	0,0201
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0658	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0997	
	Horas de vazio	0,0106	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1915	
	Hora cheia	0,0741	
	Hora vazio	0,0106	

* 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	1,41	0,0465
	2,3	2,82	0,0927
	3,45	4,23	0,1391
	4,6	5,64	0,1855
	5,7	7,05	0,2319
	6,9	8,46	0,2782
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0277	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0298	
	Horas de vazio	0,0285	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0298	
	Hora cheia	0,0291	
	Hora vazio	0,0285	

* RRC art. 119.º, n.º 6

II.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis dos comercializadores de último recurso em Portugal continental são as 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	0,76	0,0251	
	5,7	0,82	0,0270	
	6,9	0,88	0,0290	
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1369		
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1650		
	Horas de vazio	0,0724		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1915		
	Horas de cheias	0,1452		
	Horas de vazio	0,0724		

* 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	1,14	0,0375
	2,3	1,66	0,0547
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1149	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1650	
	Horas de vazio	0,0724	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1915	
	Horas de cheias	0,1452	
	Horas de vazio	0,0724	

* RRC art. 119.º, n.º 6

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis do comercializador de último recurso na Região Autónoma dos Açores são as 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	0,0232
	4,6	0,79	0,0260
	5,75	0,79	0,0260
	6,9	0,85	0,0280
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,85	0,0278
	4,6	0,94	0,0310
	5,75	0,94	0,0310
	6,9	1,05	0,0345
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1360	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1627	
	Horas de vazio	0,0700	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1906	
	Horas cheias	0,1379	
	Horas de vazio	0,0700	

* 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	0,66	0,0217
	2,3	0,91	0,0298
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1253	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1627	
	Horas de vazio	0,0700	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1906	
	Horas de cheias	0,1379	
	Horas de vazio	0,0700	

* RRC art. 119.º, n.º 6

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis do comercializador de último recurso na Região Autónoma da Madeira são as 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	0,73	0,0241
	5,75	0,73	0,0241
	6,9	0,78	0,0258
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,77	0,0252
	4,6	0,82	0,0271
	5,75	0,82	0,0271
	6,9	0,91	0,0298
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1352	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1596	
	Horas de vazio	0,0697	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,1855	
	Horas cheia	0,1425	
	Horas vazio	0,0697	

* 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	0,58	0,0191
	2,3	0,72	0,0236
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1219	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1596	
	Horas de vazio	0,0697	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1855	
	Horas de cheias	0,1425	
	Horas de vazio	0,0697	

* 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 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020” 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, número 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 84/2013, de 25 de junho, 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, 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 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 2018. 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	2,08
MT	3,09
BTE	7,10

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) *
		74,72	2,4566
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,446	0,2119
	Contratada	0,880	0,0289
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,247	0,2054
	Contratada	0,727	0,0239
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,662	0,4163
	Contratada	0,519	0,0171
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1219
		Horas cheias	0,0982
		Horas de vazio normal	0,0747
		Horas de super vazio	0,0629
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1208
		Horas cheias	0,1007
		Horas de vazio normal	0,0769
		Horas de super vazio	0,0704
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1343
		Horas cheias	0,1004
		Horas de vazio normal	0,0754
		Horas de super vazio	0,0652
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1354
		Horas cheias	0,1036
		Horas de vazio normal	0,0787
		Horas de super vazio	0,0704
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1570
		Horas cheias	0,1148
		Horas de vazio normal	0,0759
		Horas de super vazio	0,0667
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1564
		Horas cheias	0,1145
		Horas de vazio normal	0,0787
		Horas de super vazio	0,0716
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0255
		Capacitiva	0,0191

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		47,81	1,5720
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	10,266	0,3375
	Contratada	1,568	0,0516
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,346	0,3401
	Contratada	1,476	0,0485
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	15,187	0,4993
	Contratada	0,637	0,0209
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1382
		Horas cheias	0,1085
		Horas de vazio normal	0,0765
		Horas de super vazio	0,0656
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1412
		Horas cheias	0,1107
		Horas de vazio normal	0,0792
		Horas de super vazio	0,0728
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1444
		Horas cheias	0,1119
		Horas de vazio normal	0,0778
		Horas de super vazio	0,0668
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1503
		Horas cheias	0,1120
		Horas de vazio normal	0,0816
		Horas de super vazio	0,0728
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2161
		Horas cheias	0,1204
		Horas de vazio normal	0,0818
		Horas de super vazio	0,0729
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2157
		Horas cheias	0,1203
		Horas de vazio normal	0,0823
		Horas de super vazio	0,0766
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0278
		Capacitiva	0,0209

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		25,85	0,8499
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15,728	0,5171
	Contratada	0,689	0,0227
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	21,718	0,7140
	Contratada	1,532	0,0504
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2201
		Horas cheias	0,1315
		Horas de vazio normal	0,0912
		Horas de super vazio	0,0800
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2200
		Horas cheias	0,1308
		Horas de vazio normal	0,0912
		Horas de super vazio	0,0800
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1595
		Horas cheias	0,1271
		Horas de vazio normal	0,0847
		Horas de super vazio	0,0744
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1594
		Horas cheias	0,1271
		Horas de vazio normal	0,0843
		Horas de super vazio	0,0744
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0331
		Capacitiva	0,0252

* 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	43,14	1,4184
	34,5	53,77	1,7677
	41,4	64,39	2,1169
Tarifa de longas utilizações	27,6	120,81	3,9720
	34,5	150,92	4,9616
	41,4	181,01	5,9510
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,3113	
	Horas cheias	0,1545	
	Horas de vazio	0,0851	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2325	
	Horas cheias	0,1345	
	Horas de vazio	0,0794	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,93	0,1621
	4,6	6,41	0,2106
	5,75	7,88	0,2589
	6,9	9,34	0,3072
	10,35	13,75	0,4521
	13,8	18,16	0,5970
	17,25	22,57	0,7419
	20,7	26,97	0,8868
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples $\leq 6,9$ kVA		0,1646	
Tarifa simples $> 6,9$ kVA		0,1652	
Tarifa bi-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	0,1948	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa bi-horária $> 6,9$ kVA	Horas fora de vazio	0,1986	
	Horas de vazio	0,1016	
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta	0,2213	
	Horas de cheias	0,1743	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa tri-horária $> 6,9$ kVA	Horas de ponta	0,2253	
	Horas de cheias	0,1765	
	Horas de vazio	0,1016	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,56	0,0840
	2,3	4,48	0,1474
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1426	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1948	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2213	
	Horas de cheias	0,1743	
	Horas de vazio	0,1009	

* 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	29,49	0,9695
	34,5	36,86	1,2117
	41,4	44,21	1,4536
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3102	
	Horas cheias	0,1605	
	Horas de vazio	0,0843	

* 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	2,20	0,0723
	4,6	3,09	0,1015
	5,75	3,98	0,1307
	6,9	4,86	0,1599
	10,35	7,35	0,2415
	13,8	9,88	0,3248
	17,25	12,35	0,4060
	20,7	14,94	0,4911
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,83	0,1587
	4,6	6,14	0,2020
	5,75	7,42	0,2439
	6,9	8,79	0,2891
	10,35	11,64	0,3826
	13,8	14,17	0,4660
	17,25	16,64	0,5472
	20,7	19,24	0,6326
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples ≤6,9 kVA		0,1803	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1838	
Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2080	
	Horas de vazio	0,0999	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,2081	
	Horas de vazio	0,1005	
Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,3367	
	Horas de cheias	0,1757	
	Horas de vazio	0,0999	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,3367	
	Horas de cheias	0,1769	
	Horas de vazio	0,1005	

* 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		1,56	0,0513
	Tarifa de longas utilizações	4,37	0,1438
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,3113	
	Horas cheias	0,1545	
	Horas de vazio	0,0851	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2325	
	Horas cheias	0,1345	
	Horas de vazio	0,0794	

* 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) *
		1,50	0,0492
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples ≤6,9 kVA		0,1646	
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1652	
Tarifa bi-horária ≤6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1948	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1986	
	Horas de vazio	0,1016	
Tarifa tri-horária ≤6,9 kVA	Horas de ponta	0,2213	
	Horas de cheias	0,1743	
	Horas de vazio	0,1009	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2253	
	Horas de cheias	0,1765	
	Horas de vazio	0,1016	

* RRC art. 119.º, n.º 6

III.1.1 CONTEÚDO MÍNIMO A PUBLICITAR NAS FATURAS DOS COMERCIALIZADORES RELATIVAMENTE À OFERTA EQUIPARADA AO MERCADO REGULADO

Nos termos e para os efeitos do n.º 4 do artigo 5.º da Portaria 348/2017, de 14 de novembro, o conteúdo mínimo a publicar nas faturas dos comercializadores relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado deverá considerar os seguintes elementos:

- i) As faturas dos comercializadores em regime de mercado, enviadas aos consumidores, deverão identificar de forma visível e inequívoca, para cada fatura em concreto com os elementos de consumo da fatura, o valor em euros da poupança ou do agravamento (conforme o aplicável), sem IVA, face ao valor que resultaria da aplicação das condições de preço regulado.
- ii) A fatura deverá igualmente incluir informação sobre se o comercializador disponibiliza ou não as condições equiparáveis ao mercado regulado.

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	0,0662
	Horas cheias	0,0618
	Horas de vazio normal	0,0498
	Horas de super vazio	0,0441
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0613
	Horas cheias	0,0578
	Horas de vazio normal	0,0476
	Horas de super vazio	0,0463

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:

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	0,0672	0,0627	0,0504	0,0445	0,0623	0,0586	0,0482	0,0467
MT	4	0,0704	0,0653	0,0521	0,0457	0,0653	0,0610	0,0498	0,0480
BTE	4	0,0772	0,0710	0,0560	0,0478	0,0716	0,0663	0,0535	0,0502
BTN>	3	0,0750	0,0686	0,0530		0,0750	0,0686	0,0530	
BTN< tri-horárias	3	0,0758	0,0691	0,0535		0,0758	0,0691	0,0535	
BTN bi-horárias	2	0,0706		0,0535		0,0706		0,0535	
BTN simples	1	0,0638			0,0638				

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) *
	2,95	0,09700
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	0,0004	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE	PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	1,37	0,04490
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	0,0001	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN	PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	0,71	0,02340
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	0,0040	

* RRC art. 119.º, n.º 6

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 de 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 19.00/21.00 h	Ponta:	10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 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 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020” 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 84/2013, de 25 de junho, 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 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

As tarifas 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 as seguintes:

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		25,72	0,8457
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	9,058	0,2978
	Contratada	1,228	0,0404
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1242	
	Horas cheias	0,1049	
	Horas de vazio normal	0,0722	
	Horas de super vazio	0,0616	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1233	
	Horas cheias	0,1048	
	Horas de vazio normal	0,0736	
	Horas de super vazio	0,0689	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0259	
	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)*
		6,62	0,2177
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,924	0,6550
	Contratada	1,233	0,0405
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1435	
	Horas cheias	0,1249	
	Horas de vazio normal	0,0818	
	Horas de super vazio	0,0728	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1430	
	Horas cheias	0,1249	
	Horas de vazio normal	0,0818	
	Horas de super vazio	0,0728	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0310	
	Capacitiva	0,0232	

* 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	39,25	1,2903
	34,5	48,93	1,6086
	41,4	58,61	1,9270
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3059	
	Horas cheias	0,1496	
	Horas de vazio	0,0802	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	4,94	0,1623
	4,6	6,43	0,2115
	5,75	7,84	0,2579
	6,9	9,31	0,3062
	10,35	13,67	0,4494
	13,8	18,02	0,5925
	17,25	22,32	0,7338
	20,7	26,89	0,8842
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,08	0,1669
	4,6	6,59	0,2167
	5,75	8,00	0,2629
	6,9	9,51	0,3127
	10,35	13,93	0,4579
	13,8	18,35	0,6032
	17,25	22,76	0,7484
20,7	26,89	0,8842	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1637	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1925	
	Horas de vazio	0,0985	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2204	
	Horas cheias	0,1670	
	Horas de vazio	0,0985	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ($\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,08	0,0682
	2,3	3,72	0,1225
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1530	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1925	
	Horas de vazio	0,0985	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2204	
	Hora cheia	0,1670	
	Hora vazio	0,0985	

* 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 tri-horária	Horas de ponta	0,3059	
	Horas cheias	0,1496	
	Horas de vazio	0,0802	

* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM IP ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,40	0,0459
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples	0,1637	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1925
		Horas de vazio	0,0985
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2204
		Horas cheias	0,1670
		Horas de vazio	0,0985

* 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 17.30/20.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.00/17.30 h 20.00/22.00 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 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	
Fora de vazio:	11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Fora de vazio:	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	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
S. Maria	γ_{MT}^h	1,28	1,21	1,16	1,05
S. Miguel	γ_{AT}^h	0,27	0,27	0,28	0,30
	γ_{MT}^h	1,26	1,25	1,19	1,19
Terceira	γ_{MT}^h	1,99	1,93	1,66	1,50
Graciosa	γ_{MT}^h	0,44	0,42	0,38	0,34
S. Jorge	γ_{MT}^h	2,03	1,86	1,59	1,34
Pico	γ_{MT}^h	3,20	3,09	2,88	2,55
Faial	γ_{MT}^h	1,16	1,14	1,00	0,88
Flores	γ_{MT}^h	0,44	0,43	0,39	0,35
Corvo	γ_{MT}^h	0,06	0,06	0,06	0,05

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 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020” 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 84/2013, de 25 de junho, 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 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

As tarifas 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 as seguintes:

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		16,96	0,5576
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,824	0,2901
	Contratada	1,198	0,0394
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1217	
	Horas cheias	0,1032	
	Horas vazio normal	0,0717	
	Horas super vazio	0,0604	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1188	
	Horas cheias	0,1030	
	Horas vazio normal	0,0730	
	Horas super vazio	0,0680	
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)*
		8,10	0,2664
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,920	0,6549
	Contratada	1,210	0,0398
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1451	
	Horas cheias	0,1252	
	Horas vazio normal	0,0823	
	Horas super vazio	0,0731	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1441	
	Horas cheias	0,1252	
	Horas vazio normal	0,0823	
	Horas super vazio	0,0731	
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	33,24	1,0929
	34,5	40,73	1,3389
	41,4	48,19	1,5844
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3068	
	Horas cheias	0,1475	
	Horas de vazio	0,0742	

* 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	4,90	0,1611
	4,6	6,38	0,2096
	5,75	7,79	0,2560
	6,9	9,25	0,3040
	10,35	13,62	0,4478
	13,8	17,95	0,5902
	17,25	22,28	0,7326
	20,7	26,62	0,8751
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,00	0,1643
	4,6	6,48	0,2132
	5,75	7,88	0,2590
	6,9	9,37	0,3080
	10,35	13,79	0,4532
	13,8	18,19	0,5981
	17,25	22,62	0,7436
20,7	27,05	0,8892	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1629	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1894	
	Horas de vazio	0,0982	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2153	
	Horas cheia	0,1716	
	Horas vazio	0,0982	

* 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	1,99	0,0656
	2,3	3,54	0,1163
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1496	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1894	
	Horas de vazio	0,0982	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2153	
	Hora cheia	0,1716	
	Hora vazio	0,0982	

* 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)*
		1,18	0,0389
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3068	
	Horas cheias	0,1475	
	Horas de vazio	0,0742	

* 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		1,38	0,0453
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1629	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1894	
	Horas de vazio	0,0982	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2153	
	Horas cheia	0,1716	
	Horas vazio	0,0982	

* 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	
Fora de vazio:	11.00/14.30 h 19.30/23.00 h	Fora de vazio:	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:	00.00/11.30 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	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
Madeira	γ_{AT}^h	0,25	0,24	0,24	0,25
	γ_{MT}^h	2,65	2,60	2,44	2,34
Porto Santo	γ_{MT}^h	2,00	2,03	2,07	2,21

VI PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020” 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 84/2013, de 25 de junho, 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 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 2018, estabelecidos no Regulamento Tarifário, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVVE,t}$	5,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 89.º
δ_{t-2}	0,75%	<i>Spread</i> de 2016, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,75%	<i>Spread</i> de 2017, em pontos percentuais	-
-	1 180	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	Art.º 90.º
$CEE_{GS,t}$	16 972	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano t	Art.º 92.º
$r_{GS,t}$	5,50%	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
$r_{Itr,II}$	1,76%	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
$FCE_{URT,t}$	29 905	Componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	5 067,10631	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2018 (em €/painel de subestação)	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	398,33075	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2018 (em €/km)	Art.º 95.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CA,URT,t}$	5,50%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 95.º
$r_{REF,URT,t}$	6,25%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 95.º
r_{CEG}	$\frac{10\,134}{InvTEE_{CDE}}$	Taxa de encargos de estrutura e gestão de referência em 2018, em percentagem, fixada através de um montante de referência para os encargos de estrutura e gestão e do investimento da atividade de TEE a custos diretos externos que vier a ocorrer (valores em milhares de euros)	Art.º 95.º
-	4,40%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2016	Art.º 99.º
$r_{URD,t}$	5,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 102.º
$FCE_{URD,NT,t}$	22 307	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$VCE_{URD,NT,t}$	0,98718	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
$VCE_{URD,NT,t}$	536,61534	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
$VC_{iURD,BT,t}$	1164,12043	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
$VC_{iURD,BT,t}$	2198,52816	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
$VC_{iURD,BT,t}$	314,92574	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
$VC_{iURD,BT,t}$	35,4175	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
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	5,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 105.º
$r_{CVVEE,t}^{CR}$	5,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2018, 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
$V_{C,NT,t}$	76,12898	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
$V_{C,BTE,t}$	44,79722	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
$FC_{BTN,t}$	10 028	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 109.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$V_{C,BTN,t}$	11,75655	Componente variável unitária dos proventos 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 2016, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	0,75	<i>Spread</i> de 2017, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_t^{AGS}	5,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 111.º
FC_t^{AGS}	12 671	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^D	5,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 114.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 568	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	0,00452	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
$VC_{iAT/MT,t}^D$	1,67485	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
$FC_{BT,t}^D$	4 089	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,00448	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
$VC_{iBT,t}^D$	0,01654	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
r_t^C	5,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 115.º
$F_{MT,t}^C$	155	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,MT,t}^C$	0,20171	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
$F_{BT,t}^C$	3 143	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,BT,t}^C$	0,02543	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^{MAGS}	5,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 118.º
FC_t^{MAGS}	13 007	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	5,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 121.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{AT/MT,t}^{M^D}$	2 396	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{iAT/MT,t}^{M^D}$	0,00569	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
$VC_{iAT/MT,t}^{M^D}$	3,93500	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
$FC_{BT,t}^{M^D}$	6 295	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{BT,t}^{M^D}$	0,00539	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
$VC_{iBT,t}^{M^D}$	0,02305	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
$I_t^{M^C}$	5,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2018, em percentagem	Art.º 122.º
$F_{MT,t}^{M^C}$	230	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{MT,t}^{M^C}$	0,75662	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
$F_{BT,t}^{M^C}$	2 075	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{BT,t}^{M^C}$	0,01520	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
$V_{p,t-2}$	0,01315	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 128.º

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
$X_{VCE_{URT,t}}$	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
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 no âmbito da rede convencional, 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 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
$X_{C,V,NT,i}$	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
$X_{C,F,NT,i}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,BTE,i}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,V,BTE,i}$	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
$X_{C,F,BTN,i}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,v,BTN,i}$	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}^{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
$X_{V_{Cef,nc,AT/MT,BT}}^D$	3,0%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{F_{MT e BT}}^A$	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}^{MAGS}	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
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

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×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2018, expressa em kWh	Art.º 131.º
END _{REF 2019}	0,000134×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2019, expressa em kWh	Art.º 131.º
END _{REF 2020}	0,000133×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2020, expressa em kWh	Art.º 131.º
ΔV	0,12x 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

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
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

Em complemento ao estabelecido no artigo 139.º do Regulamento Tarifário, o índice d , referente ao nível de desempenho funcional da RNT, corresponde ao indicador R_{DF} , calculado de acordo com as seguintes expressões:

$$R_{DF} = \begin{cases} 1 & \text{se } E_{DF} = 1 \\ 2 & \text{se } 4/7 < E_{DF} < 1 \\ 3 & \text{se } E_{DF} \leq 4/7 \end{cases}$$

sendo:

$$E_{DF} = (E_{\text{Disponibilidade}} + 3 \times E_{\text{QS}} + 3 \times E_{\text{Interligações}}) / 7$$

em que:

$E_{\text{Disponibilidade}}$	Indicador “Manutenção da disponibilidade dos elementos da RNT”.
E_{QS}	Indicador “Manutenção da qualidade de serviço disponibilizada pela RNT”.
$E_{\text{Interligações}}$	Indicador “Maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário”

O valor do indicador $E_{\text{Disponibilidade}}$ será determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$E_{\text{Disponibilidade}} = \begin{cases} 0 & \text{se } I_{\text{Disponibilidade}} < I_{\text{Disponibilidade ref}} \\ 1 & \text{se } I_{\text{Disponibilidade}} \geq I_{\text{Disponibilidade ref}} \end{cases}$$

em que

$I_{\text{Disponibilidade}}$ corresponde à média móvel dos valores da taxa combinada de disponibilidade, T_{cd} , dos últimos 3 anos (t , $t-1$ e $t-2$).

$I_{\text{Disponibilidade ref}}$ corresponde ao valor de referência do indicador secundário $I_{\text{Disponibilidade}}$.

O indicador T_{cd} é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$T_{cd} = \alpha \times T_{d_{cl}} + (1-\alpha) \times T_{d_{tp}}$$

em que:

$T_{d_{cl}}$ Taxa de disponibilidade média dos circuitos de linha estabelecida no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural (MPQS).

$T_{d_{tp}}$ Taxa de disponibilidade média dos transformadores de potência estabelecida no MPQS.

α Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, calculado com base na relação entre a capacidade térmica média dos circuitos de linha e a potência média dos transformadores de potência, instalados em 2016, tal como apresentados no documento de “Caraterização da RNT a 31 de dezembro de 2016”, publicado pela REN – Rede Eléctrica Nacional.

O valor do indicador E_{QS} relativo à manutenção da qualidade de serviço disponibilizada pela RNT será determinado da seguinte forma:

$$E_{\text{QS}} = \begin{cases} 0 & \text{se } I_{\text{QS}} > I_{\text{QS ref}} \\ 1 & \text{se } I_{\text{QS}} \leq I_{\text{QS ref}} \end{cases}$$

em que:

I_{QS} corresponde à média móvel do indicador Tempo de Interrupção Equivalente, TIE, nos últimos 3 anos (t , $t-1$ e $t-2$). O TIE está estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural. Para efeito do cálculo deste indicador I_{QS} , o valor de TIE não considera os incidentes classificados pela ERSE como eventos excepcionais e as interrupções que afetem clientes com uma única ligação à rede elétrica.

$I_{QS\ ref}$ corresponde ao valor de referência do indicador secundário I_{QS} .

O valor do indicador $E_{Interligações}$ será determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$E_{Interligações} = \begin{cases} 0 & \text{se } I_{Interligações} \leq I_{Interligações\ ref1} \\ 0,5 & \text{se } I_{Interligações\ ref1} < I_{Interligações} \leq I_{Interligações\ ref2} \\ 1 & \text{se } I_{Interligações} > I_{Interligações\ ref2} \end{cases}$$

em que:

$$I_{Interligações} = \text{média móvel de 3 anos} \frac{\text{média anual da capacidade horária disponível para mercado diário (importação)}}{\text{média anual da soma das capacidade térmicas das linhas de interligação}}$$

$I_{Interligações\ ref1}$ corresponde ao parâmetro que limita o valor mínimo do indicador secundário $I_{Interligações}$.

$I_{Interligações\ ref2}$ corresponde ao parâmetro que limita o valor máximo do indicador secundário $I_{Interligações}$.

Na fórmula anterior, os valores considerados correspondem aos valores dos últimos 3 anos (t , $t-1$ e $t-2$) do rácio (%) entre a média anual da capacidade horária de interligação disponibilizada para fins comerciais no mercado diário no dia $d-1$ (valores de importação) e o valor anual da soma da capacidade térmica das linhas de interligação em exploração ($I_{Interligações}$) (soma dos valores mínimos da capacidade térmica registados ao longo do ano em cada linha de interligação, apresentados no documento “Caracterização das interligações a 31 de dezembro” publicado pela REN – Rede Elétrica Nacional para o ano em causa).

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
$I_{REL,max,1}$	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
$I_{REL,max,2}$	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
$I_{REL,max,3}$	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{\text{Disponibilidade ref}}$	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 $I_{\text{Disponibilidade}}$	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 $I_{\text{Disponibilidade}}$	Art.º 139.º
$I_{\text{Interligações ref1}}$	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 $I_{\text{Interligações}}$	Art.º 139.º
$I_{\text{Interligações ref2}}$	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
$n_{\Delta I_{\text{REI}}}$	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 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020” 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 84/2013, de 25 de junho, 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, 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 2018
Janeiro	3 900 594
Fevereiro	3 900 594
Março	3 900 594
Abril	3 900 594
Maiο	3 900 594
Junho	3 900 594
Julho	3 900 594
Agosto	3 900 594
Setembro	3 900 594
Outubro	3 900 594
Novembro	3 900 594
Dezembro	3 900 594
Total	46 807 127

Unidade: EUR

	Tarifa social
Janeiro	112 928
Fevereiro	112 928
Março	112 928
Abril	112 928
Maiο	112 928
Junho	112 928
Julho	112 928
Agosto	112 928
Setembro	112 928
Outubro	112 928
Novembro	112 928
Dezembro	112 928
Total	1 355 137

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 2018	
Janeiro	3 113 227
Fevereiro	3 113 227
Março	3 113 227
Abril	3 113 227
Maio	3 113 227
Junho	3 113 227
Julho	3 113 227
Agosto	3 113 227
Setembro	3 113 227
Outubro	3 113 227
Novembro	3 113 227
Dezembro	3 113 227
Total	37 358 723

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	78 117
Fevereiro	78 117
Março	78 117
Abril	78 117
Maio	78 117
Junho	78 117
Julho	78 117
Agosto	78 117
Setembro	78 117
Outubro	78 117
Novembro	78 117
Dezembro	78 117
Total	937 410

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 2018, bem como o ajustamento provisório dos financiamentos da tarifa social de 2017 e o ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social de 2016.

Unidade: EUR

Tarifa Social (valores líquidos a transferir em 2018)							
Centrais com Garantia de Potência		Centrais com CMEC/CAE		Restantes centrais			
EDP Produção	17 542 667	EDP Produção	25 071 011	EDP Produção	43 134 628	Pebble Hydro	294 171
Janeiro	1 461 889	Janeiro	2 089 251	Janeiro	3 594 552	Janeiro	24 514
Fevereiro	1 461 889	Fevereiro	2 089 251	Fevereiro	3 594 552	Fevereiro	24 514
Março	1 461 889	Março	2 089 251	Março	3 594 552	Março	24 514
Abril	1 461 889	Abril	2 089 251	Abril	3 594 552	Abril	24 514
Maio	1 461 889	Maio	2 089 251	Maio	3 594 552	Maio	24 514
Junho	1 461 889	Junho	2 089 251	Junho	3 594 552	Junho	24 514
Julho	1 461 889	Julho	2 089 251	Julho	3 594 552	Julho	24 514
Agosto	1 461 889	Agosto	2 089 251	Agosto	3 594 552	Agosto	24 514
Setembro	1 461 889	Setembro	2 089 251	Setembro	3 594 552	Setembro	24 514
Outubro	1 461 889	Outubro	2 089 251	Outubro	3 594 552	Outubro	24 514
Novembro	1 461 889	Novembro	2 089 251	Novembro	3 594 552	Novembro	24 514
Dezembro	1 461 889	Dezembro	2 089 251	Dezembro	3 594 552	Dezembro	24 514
Hidroelétrica do Guadiana	2 282 475	Turbogás	9 373 930	Hidroelétrica do Guadiana	2 216 854	EH de Alto Tâmega e Barroso	104 704
Janeiro	190 206	Janeiro	781 161	Janeiro	184 738	Janeiro	8 725
Fevereiro	190 206	Fevereiro	781 161	Fevereiro	184 738	Fevereiro	8 725
Março	190 206	Março	781 161	Março	184 738	Março	8 725
Abril	190 206	Abril	781 161	Abril	184 738	Abril	8 725
Maio	190 206	Maio	781 161	Maio	184 738	Maio	8 725
Junho	190 206	Junho	781 161	Junho	184 738	Junho	8 725
Julho	190 206	Julho	781 161	Julho	184 738	Julho	8 725
Agosto	190 206	Agosto	781 161	Agosto	184 738	Agosto	8 725
Setembro	190 206	Setembro	781 161	Setembro	184 738	Setembro	8 725
Outubro	190 206	Outubro	781 161	Outubro	184 738	Outubro	8 725
Novembro	190 206	Novembro	781 161	Novembro	184 738	Novembro	8 725
Dezembro	190 206	Dezembro	781 161	Dezembro	184 738	Dezembro	8 725
Endesa	7 493 327	Tejo Energia	5 451 657	Green Vouga	1 329 131	Município de Ribeira de Pena	93 053
Janeiro	624 444	Janeiro	454 305		110 761	Janeiro	7 754
Fevereiro	624 444	Fevereiro	454 305		110 761	Fevereiro	7 754
Março	624 444	Março	454 305		110 761	Março	7 754
Abril	624 444	Abril	454 305		110 761	Abril	7 754
Maio	624 444	Maio	454 305		110 761	Maio	7 754
Junho	624 444	Junho	454 305		110 761	Junho	7 754
Julho	624 444	Julho	454 305		110 761	Julho	7 754
Agosto	624 444	Agosto	454 305		110 761	Agosto	7 754
Setembro	624 444	Setembro	454 305		110 761	Setembro	7 754
Outubro	624 444	Outubro	454 305		110 761	Outubro	7 754
Novembro	624 444	Novembro	454 305		110 761	Novembro	7 754
Dezembro	624 444	Dezembro	454 305		110 761	Dezembro	7 754
				Energias Hidroelétricas	162 971	HDR Hidroelétrica	175 525
				Janeiro	13 581	Janeiro	14 627
				Fevereiro	13 581	Fevereiro	14 627
				Março	13 581	Março	14 627
				Abril	13 581	Abril	14 627
				Maio	13 581	Maio	14 627
				Junho	13 581	Junho	14 627
				Julho	13 581	Julho	14 627
				Agosto	13 581	Agosto	14 627
				Setembro	13 581	Setembro	14 627
				Outubro	13 581	Outubro	14 627
				Novembro	13 581	Novembro	14 627
				Dezembro	13 581	Dezembro	14 627
Total Tarifa Social				114 726 105			

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 2017, 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	2 828 762
Janeiro	235 730
Fevereiro	235 730
Março	235 730
Abril	235 730
Maio	235 730
Junho	235 730
Julho	235 730
Agosto	235 730
Setembro	235 730
Outubro	235 730
Novembro	235 730
Dezembro	235 730

Unidade: EUR

Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
EDP Produção	10 971 473
Janeiro	914 289
Fevereiro	914 289
Março	914 289
Abril	914 289
Maio	914 289
Junho	914 289
Julho	914 289
Agosto	914 289
Setembro	914 289
Outubro	914 289
Novembro	914 289
Dezembro	914 289

Unidade: EUR

Garantia de Potência Incentivo ao investimento	
Green Vouga	1 736 103
Janeiro	144 675
Fevereiro	144 675
Março	144 675
Abril	144 675
Maio	144 675
Junho	144 675
Julho	144 675
Agosto	144 675
Setembro	144 675
Outubro	144 675
Novembro	144 675
Dezembro	144 675

X.1.4 TRANSFERÊNCIAS DA REN PARA A EDP DISTRIBUIÇÃO

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	9 369 463
Fevereiro	9 369 463
Março	9 369 463
Abril	9 369 463
Maio	9 369 463
Junho	9 369 463
Julho	9 369 463
Agosto	9 369 463
Setembro	9 369 463
Outubro	9 369 463
Novembro	9 369 463
Dezembro	9 369 463
Total	112 433 558

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, de 4 de junho 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	Sustentabilidade mercados	Sobreprovento	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Fevereiro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Março	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Abril	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Maio	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Junho	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Julho	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Agosto	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Setembro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Outubro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Novembro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Dezembro	2 347 222	1 176 801	-279 767	3 244 256	-31 279	3 212 978
Total	28 166 669	14 121 615	-3 357 207	38 931 077	-375 344	38 555 733

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	8 287 505
Fevereiro	8 287 505
Março	8 287 505
Abril	8 287 505
Mai	8 287 505
Junho	8 287 505
Julho	8 287 505
Agosto	8 287 505
Setembro	8 287 505
Outubro	8 287 505
Novembro	8 287 505
Dezembro	8 287 505
Total	99 450 065

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	2 906 995
Fevereiro	2 906 995
Março	2 906 995
Abril	2 906 995
Mai	2 906 995
Junho	2 906 995
Julho	2 906 995
Agosto	2 906 995
Setembro	2 906 995
Outubro	2 906 995
Novembro	2 906 995
Dezembro	2 906 995
Total	34 883 945

X.2.2.3 CRÉDITOS REFERENTES À PARCELA DE ACERTO DOS CMEC DE 2012

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	9 752 911
Fevereiro	9 752 911
Março	9 752 911
Abril	9 752 911
Maió	9 752 911
Junho	9 752 911
Julho	9 752 911
Agosto	9 752 911
Setembro	9 752 911
Outubro	9 752 911
Novembro	9 752 911
Dezembro	9 752 911
Total	117 034 932

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 DE 2014, 2015, 2016 E 2017

TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA O BANCO COMERCIAL PORTUGUÊS

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2014	
Janeiro	4 077 779
Fevereiro	4 077 779
Março	4 077 779
Abril	4 077 779
Maió	4 077 779
Junho	4 077 779
Julho	4 077 779
Agosto	4 077 779
Setembro	4 077 779
Outubro	4 077 779
Novembro	4 077 779
Dezembro	4 077 779
Total	48 933 348

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
Maió	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 2015	
Janeiro	2 490 617
Fevereiro	2 490 617
Março	2 490 617
Abril	2 490 617
Maió	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

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
Maió	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

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

X.2.3.1 TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA O BANCO SANTANDER TOTTA

Unidade: EUR		Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2014		Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	4 610 638	Janeiro	4 278 847	Janeiro	2 089 108
Fevereiro	4 610 638	Fevereiro	4 278 847	Fevereiro	2 089 108
Março	4 610 638	Março	4 278 847	Março	2 089 108
Abril	4 610 638	Abril	4 278 847	Abril	2 089 108
Mai	4 610 638	Mai	4 278 847	Mai	2 089 108
Junho	4 610 638	Junho	4 278 847	Junho	2 089 108
Julho	4 610 638	Julho	4 278 847	Julho	2 089 108
Agosto	4 610 638	Agosto	4 278 847	Agosto	2 089 108
Setembro	4 610 638	Setembro	4 278 847	Setembro	2 089 108
Outubro	4 610 638	Outubro	4 278 847	Outubro	2 089 108
Novembro	4 610 638	Novembro	4 278 847	Novembro	2 089 108
Dezembro	4 610 638	Dezembro	4 278 847	Dezembro	2 089 108
Total	55 327 656	Total	51 346 164	Total	25 069 296

X.2.3.2 TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA A TAGUS

Unidade: EUR		Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2014		Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	11 332 592	Janeiro	12 972 428	Janeiro	12 620 933
Fevereiro	11 332 592	Fevereiro	12 972 428	Fevereiro	12 620 933
Março	11 332 592	Março	12 972 428	Março	12 620 933
Abril	11 332 592	Abril	12 972 428	Abril	12 620 933
Mai	11 332 592	Mai	12 972 428	Mai	12 620 933
Junho	11 332 592	Junho	12 972 428	Junho	12 620 933
Julho	11 332 592	Julho	12 972 428	Julho	12 620 933
Agosto	11 332 592	Agosto	12 972 428	Agosto	12 620 933
Setembro	11 332 592	Setembro	12 972 428	Setembro	12 620 933
Outubro	11 332 592	Outubro	12 972 428	Outubro	12 620 933
Novembro	11 332 592	Novembro	12 972 428	Novembro	12 620 933
Dezembro	11 332 592	Dezembro	12 972 428	Dezembro	12 620 933
Total	135 991 104	Total	155 669 136	Total	151 451 196

X.2.3.3

TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA A CAIXA GERAL DE DEPÓSITOS

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2014		Renda do sobrecusto da PRE em 2016	
Janeiro	2 708 225	Janeiro	3 203 632
Fevereiro	2 708 225	Fevereiro	3 203 632
Março	2 708 225	Março	3 203 632
Abril	2 708 225	Abril	3 203 632
Maio	2 708 225	Maio	3 203 632
Junho	2 708 225	Junho	3 203 632
Julho	2 708 225	Julho	3 203 632
Agosto	2 708 225	Agosto	3 203 632
Setembro	2 708 225	Setembro	3 203 632
Outubro	2 708 225	Outubro	3 203 632
Novembro	2 708 225	Novembro	3 203 632
Dezembro	2 708 225	Dezembro	3 203 632
Total	32 498 700	Total	38 443 584

X.2.3.4 TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA O BANCO POPULAR

Unidade: EUR		Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2014		Renda do sobrecusto da PRE em 2015		Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	2 862 252	Janeiro	1 767 283	Janeiro	1 342 625
Fevereiro	2 862 252	Fevereiro	1 767 283	Fevereiro	1 342 625
Março	2 862 252	Março	1 767 283	Março	1 342 625
Abril	2 862 252	Abril	1 767 283	Abril	1 342 625
Maio	2 862 252	Maio	1 767 283	Maio	1 342 625
Junho	2 862 252	Junho	1 767 283	Junho	1 342 625
Julho	2 862 252	Julho	1 767 283	Julho	1 342 625
Agosto	2 862 252	Agosto	1 767 283	Agosto	1 342 625
Setembro	2 862 252	Setembro	1 767 283	Setembro	1 342 625
Outubro	2 862 252	Outubro	1 767 283	Outubro	1 342 625
Novembro	2 862 252	Novembro	1 767 283	Novembro	1 342 625
Dezembro	2 862 252	Dezembro	1 767 283	Dezembro	1 342 625
Total	34 347 024	Total	21 207 396	Total	16 111 500

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

X.2.3.5 TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA A CAIXA BANK

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2015		Renda do sobrecusto da PRE em 2015	
Janeiro	16 349 508	Janeiro	6 229 566
Fevereiro	16 349 508	Fevereiro	6 229 566
Março	16 349 508	Março	6 229 566
Abril	16 349 508	Abril	6 229 566
Maio	16 349 508	Maio	6 229 566
Junho	16 349 508	Junho	6 229 566
Julho	16 349 508	Julho	6 229 566
Agosto	16 349 508	Agosto	6 229 566
Setembro	16 349 508	Setembro	6 229 566
Outubro	16 349 508	Outubro	6 229 566
Novembro	16 349 508	Novembro	6 229 566
Dezembro	16 349 508	Dezembro	6 229 566
Total	196 194 096	Total	74 754 792

X.2.3.6 TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA O BANCO PORTUGUÊS DE INVESTIMENTO

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2016		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	2 183 553	Janeiro	1 566 830
Fevereiro	2 183 553	Fevereiro	1 566 830
Março	2 183 553	Março	1 566 830
Abril	2 183 553	Abril	1 566 830
Maio	2 183 553	Maio	1 566 830
Junho	2 183 553	Junho	1 566 830
Julho	2 183 553	Julho	1 566 830
Agosto	2 183 553	Agosto	1 566 830
Setembro	2 183 553	Setembro	1 566 830
Outubro	2 183 553	Outubro	1 566 830
Novembro	2 183 553	Novembro	1 566 830
Dezembro	2 183 553	Dezembro	1 566 830
Total	26 202 636	Total	18 801 960

X.2.3.7

TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA O BANCO BILBAO VIZCAYA ARGENTARIA

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

X.3 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2016 E 2017

VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2016 E 2017 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2018 DA REN TRADING

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2018	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Juros do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2016 a recuperar(-) a devolver(+) em 2018	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2017	Ajustamento provisório do ano de 2017 a recuperar(-) a devolver(+) em 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver(+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₆) x (1+i ₂₀₁₇)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₇)-1]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1+i ₂₀₁₇)-1]	(9) = (7)+(8)	(10) = (5)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-26 463	-352	-31 403	-192	94	4 874	10 031	61	10 092	14 966
Proveitos permitidos à REN Trading	-26 463	-352	-31 403	-192	94	4 874	10 031	61	10 092	14 966

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

VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2016 E 2017 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2018 DA REN

Tarifas 2018	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Juros do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2016 a recuperar(-) a devolver(+) em 2018	Acerto do CAPEX de 2017 em tarifas de 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver(+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₆) x (1+i ₂₀₁₇)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₇)-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-49 979	-665	1 115	7		267	-52 033	-233	-52 266
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	-8 110	-108			0	-8 607	389	-898	-509
Proveitos permitidos à REN	-58 089	-772	1 115	7	0	-8 340	-51 644	-1 131	-52 775

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

VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2016 E 2017 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2018 DA EDP DISTRIBUIÇÃO

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2018	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2016 a recuperar(-) a devolver(+) em 2018	Acerto do CAPEX de 2017 em tarifas de 2018	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver(+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) × (1+i ₂₀₁₆) × (1+i ₂₀₁₇)-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6)	(7) = (4)+(5)+(6)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-15 138	-201		-15 339			-15 339
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-1 548	-21	-2 464	896	-10 701	5	-9 800
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	-16 686	-222	-2 464	-14 443	-10 701	5	-25 140

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

VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2016 E 2017 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2018 DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2018	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nas tarifas de 2017	Juros do ajustamento provisório calculado em 2016 e incluído nas tarifas de 2017	Ajustamento do ano de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2017	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2017	Ajustamento provisório do ano de 2017 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+ ⁺ ₂₀₁₆) x (1+ ⁺ ₂₀₁₇)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+ ⁺ ₂₀₁₇)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+ ⁺ ₂₀₁₇)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-2 476	-33	-79 906	-488	77 885	147 243	899	148 142	226 027
Sobrecusto da FRE	-75 073	-998	-144 209	-880	69 018	170 093	1 038	171 131	240 149
CVEE	65 497	871	64 302	392	1 673	-22 849	-139	-22 989	-21 316
Ajustamento da aditividade tarifária	7 100	94			7 194				7 194
Comercialização (C)	1 886	25			1 911				1 911
Proveitos permitidos à EDP SU	-590	-8	-79 906	-488	79 797	147 243	899	148 142	227 939

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

VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2016 E 2017 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2018 DA EDA

	Unidade: 10 ³ EUR					
	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Acerto do CAPEX de 2017 atualizado para 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+2016)x (1+2017)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	8 949	119	1 444	10 512	260	10 772
Distribuição de Energia Elétrica	-3 019	-40	-1 058	-4 117	364	-3 754
Comercialização de Energia Elétrica	-94	-1	57	-38	159	121
EDA	5 836	78	443	6 356	782	7 139

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

VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2016 E 2017 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2018 DA EEM

	Unidade: 10 ³ EUR					
	Ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2016	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2016 a recuperar(-) a devolver (+) em 2018	Acerto do CAPEX de 2017 atualizado para 2018	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2018
	(1)	(2) = [(1) x (1+2016)x (1+2017)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	12 060	157	-465	11 752	707	12 459
Distribuição de Energia Elétrica	-6 693	-90	-115	-6 898	292	-6 606
Comercialização de Energia Elétrica	-12	0	19	7	-5	2
EEM	5 356	67	-561	4 862	994	5 856

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 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020” 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 84/2013, de 25 de junho, 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, 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.

Dando cumprimento ao estipulado na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, divulga-se o saldo dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007 por operador e no caso de o mesmo se encontrar titularizado, os bancos concessionários, identificando-se o montante global que se encontra em dívida e o montante recuperado nas tarifas de 2017.

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, e alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

	Unidade: EUR				
	Saldo em dívida em 2017	Juros 2018	Amortização e regularização 2018	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2018	Saldo em dívida em 2018
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
EDP Serviço Universal	4 276 534 626	101 015 595	1 503 980 566	1 604 996 161	3 653 750 293
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	388 120 448	18 724 871	388 120 448	406 845 319	0
EDP Serviço Universal	95 156 654	4 590 833	95 156 654	99 747 487	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	46 681 212	2 252 135	46 681 212	48 933 348	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	52 781 226	2 546 430	52 781 226	55 327 656	0
Tagus, SA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	129 732 175	6 258 929	129 732 175	135 991 104	0
CGD, S.A.					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	31 002 962	1 495 738	31 002 962	32 498 700	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014	32 766 218	1 580 806	32 766 218	34 347 024	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	782 324 328	22 671 294	370 578 473	383 249 767	381 745 855
EDP Serviço Universal	18 726 577	564 325	9 224 301	9 788 627	9 502 276
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	50 921 358	1 534 515	25 082 745	26 617 260	25 838 613
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	57 177 456	1 723 043	28 164 361	29 887 404	29 013 094
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	35 753 251	1 077 424	17 611 268	18 688 692	18 141 983
Caixa Bank					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	375 338 027	11 310 811	184 883 285	196 194 096	190 454 742
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	143 013 050	4 309 698	70 445 094	74 754 792	72 567 957
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	40 571 772	1 222 630	19 984 766	21 207 396	20 587 007
Diferimento do sobrecusto PRE de 2015	30 822 837	928 846	15 182 654	16 111 500	15 840 183
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	933 640 024	20 912 603	304 345 410	325 258 013	629 294 614
EDP Serviço Universal	22 342 272	500 445	7 283 073	7 783 517	15 059 200
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	74 414 303	1 666 806	24 257 370	25 924 176	50 156 933
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	110 350 759	2 471 747	35 971 837	38 443 584	74 378 922
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	147 387 055	3 301 324	48 044 840	51 346 164	99 342 256
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	446 841 984	10 008 814	145 660 322	155 669 136	301 181 661
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	75 213 611	1 684 710	24 517 926	26 202 636	50 695 686
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	57 089 999	1 278 759	18 610 041	19 888 800	38 479 958
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	1 320 165 801	24 797 994	320 886 402	345 684 396	999 279 399
EDP Serviço Universal	431 514 307	8 105 565	104 886 124	112 991 688	326 628 184
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 385	1 798 369	23 270 915	25 069 284	72 468 469
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	46 977 309	882 422	11 418 550	12 300 972	35 558 758
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	71 804 527	1 348 776	17 453 184	18 801 960	54 351 343
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	95 739 430	1 798 369	23 270 927	25 069 296	72 468 504
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	578 390 843	10 864 494	140 586 702	151 451 196	437 804 140
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018 ⁽¹⁾					881 196 333
Tagus, SA	882 283 926	14 284 177	120 049 833	134 334 010	762 234 093
Débito de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	653 171 846	10 574 852	88 875 213	99 450 065	564 296 636
Sobrecusto da PRE 2009	229 112 076	3 709 325	31 174 621	34 883 945	197 937 457
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-375 344	0	-375 344	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-375 344		-375 344	0
EDP Distribuição	120 434 709	2 744 105	120 434 709	123 178 814	0
Parcela de acerto de 2012					
EDP Distribuição	6 021 741	122 141	6 021 741	6 143 882	0
Tagus SA	114 412 968	2 621 964	114 412 968	117 034 932	0
Total	4 396 969 235	103 759 700	1 624 415 275	1 728 174 975	3 653 750 293

Notas:

^[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2018 é de 894,3 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 2018 e Parâmetros para o período regulatório 2018-2020” 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 84/2013, de 25 de junho, 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, dos artigos 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 da ERSE n.º 1/2017, aprovado em 23 de novembro de 2017 e do artigo 65.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural (RQS), aprovado pelo Regulamento da ERSE n.º 3/2017, de 23 de novembro, 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**

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

Clientes	Horário	Valor (EUR)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,63
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,34

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

- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora em Portugal continental, prevista no artigo 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

- Os prazos referidos no quadro anterior são prazos 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 208.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Valor (EUR)
BTE	108,16
BTN	48,78

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

XII.1.1.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO 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 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	92,09
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	743,54
MT	Sem utilização de meios especiais: Interrupção / Restabelecimento	70,92
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	236,48

Cliente	Serviços	Valor (EUR)
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	11,19
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,49
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	32,88
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	54,34
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	37,50
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	11,19
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,49
	Interrupção / restabelecimento com recurso remoto via EB	3,00
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	13,62
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	54,34
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS	27,75

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.

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 270.º e 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)	10,67
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,36
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,70
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,48
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,36
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,70

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 dos artigos 136.º e 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 prazos 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 208.º e 293.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Valor (EUR)
BTE	108,16
BTN	48,78

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

XII.1.2.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO 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	64,07
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	213,56
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: Interrupção / Restabelecimento	16,02
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	26,70
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	32,04
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	59,86
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	64,07
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica Clientes em BTN	22,14
	Clientes em BTE	23,50

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)	10,67
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,35
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,69
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,35
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,25
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,69

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 136.º e 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 prazos 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 208.º e 293.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Valor (EUR)
BTE	108,16
BTN	48,78

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

XII.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO 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 76.º e 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	64,04	
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET): Interrupção / Restabelecimento	213,47	
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação: BTN Interrupção / Restabelecimento	11,87	
	BTE Interrupção / Restabelecimento	16,02	
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal: <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	26,66	
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	32,02	
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	77,09	
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	80,09	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica Clientes em BTN	22,09	
	Clientes em BTE	23,50	

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.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DO SETOR ELÉTRICO E DO SETOR DO GÁS NATURAL

Os preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural são apresentados nos capítulos XII.2.1 a XII.2.3

XII.2.1 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA – PORTUGAL CONTINENTAL

No âmbito da qualidade de serviço técnica, está prevista a definição dos preços relativos à verificação da qualidade da energia elétrica.

XII.2.1.1 VALOR LIMITE A PAGAR PELOS CLIENTES RELATIVO À VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

1. Os valores limite previstos no artigo 65.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural são os constantes do quadro seguinte.

Cliente	Valor (EUR)
BTN	23,89
BTE	201,64
MT	2 007,24
AT	6 436,70
MAT	6 436,70

2. Previamente à realização das ações de monitorização da qualidade da energia elétrica, o cliente deve ser informado dos custos associados à sua realização, não podendo estes exceder os valores limite indicados no quadro anterior.
3. Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das ações de monitorização deverá ser entregue ao cliente um relatório com os resultados obtidos.
4. Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

XII.2.2 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

XII.2.2.1 VALOR LIMITE A PAGAR PELOS CLIENTES RELATIVO À VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

1. Os valores limite previstos no artigo 65.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural são os constantes do quadro seguinte.

Cliente	Valor (EUR)
BTN	23,89
BTE	201,64
MT	2 007,24

2. Previamente à realização das ações de monitorização da qualidade da energia elétrica, o cliente deve ser informado dos custos associados à sua realização, não podendo estes exceder os valores limite indicados no quadro anterior.
3. Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das ações de monitorização deverá ser entregue ao cliente um relatório com os resultados obtidos.
4. Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

XII.2.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)

XII.2.3.1 VALOR LIMITE A PAGAR PELOS CLIENTES RELATIVO À VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

1. Os valores limite previstos no artigo 65.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural são os constantes do quadro seguinte.

Cliente	Valor (EUR)
BTN	23,89
BTE	201,64
MT	2 007,24

2. Previamente à realização das ações de monitorização da qualidade da onda de tensão, o cliente deve ser informado dos custos associados à sua realização, não podendo estes exceder os valores limite indicados no quadro anterior.
3. Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das ações de monitorização deverá ser entregue ao cliente um relatório com os resultados obtidos.
4. Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

311009928

ESCOLA SUPERIOR DE ENFERMAGEM DE LISBOA

Aviso n.º 218/2018

1 — Nos termos do disposto na Lei Geral do Trabalho em Funções Públicas (LTFP), aprovada em anexo à Lei n.º 35/2014, de 20 de junho, conjugado com o disposto no n.º 1 do artigo 28.º do Decreto-Lei n.º 204/98, de 11 de julho, e no Decreto-Lei n.º 97/2001, de 26 de março, torna-se público que, por meu despacho de 19/10/2016, se encontra aberto, pelo prazo de 10 dias úteis a contar da data da publicação do presente Aviso no *Diário da República*, concurso interno de ingresso com vista ao preenchimento de dois postos de trabalho da carreira (não revista) de Técnico de Informática e categoria Técnico de Informática do grau 1, nível 1, para funções no Núcleo de Apoio Informático da Divisão de Gestão e Sistemas de Informação, do mapa de pessoal da ESEL, para exercício de funções na modalidade de contrato de trabalho em funções públicas por tempo indeterminado.

1.1 — A Direção-Geral da Qualificação dos Trabalhadores em Funções Públicas (INA) emitiu a declaração de inexistência de trabalhadores em situação de requalificação nos termos dos artigos 265.º e seguintes da Lei Geral do Trabalho em Funções Públicas (LTFP), aprovada pela Lei n.º 35/2014, de 20 de junho.

2 — Local e horário de trabalho — o local de trabalho situa-se nas instalações da ESEL, sita na Av. do Brasil, n.º 53-B, 1700-063 Lisboa, ou em qualquer dos seus polos, em regime de horário de trabalho normal.

3 — Prazo de validade — o concurso é válido pelo prazo máximo de um ano, nos termos do n.º 1 do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 204/98, de 11 de julho.

4 — Áreas funcionais e caracterização dos postos de trabalho a ocupar — o Técnico de Informática desempenha funções na área de Infraestruturas Tecnológicas, tais como:

a) Instalar componentes de *hardware* e *software*, designadamente, de sistemas de servidores, dispositivos de comunicação, estações de trabalhos, periféricos e suporte lógico utilitário, assegurando a respetiva manutenção e atualização;

b) Gerar e documentar as configurações e organizar e manter atualizado o arquivo dos manuais de instalação, operação e utilização dos sistemas e suportes lógicos de base;

c) Planificar a exploração, parametrizar e acionar o funcionamento, controlo e operação dos sistemas, computadores, periféricos e dispositivos de comunicação instalados, atribuir, otimizar e desafetar os

recursos, identificar as anomalias e desencadear as ações de regularização requeridas;

d) Zelar pelo cumprimento das normas de segurança física e lógica e pela manutenção do equipamento e dos suportes de informação e desencadear e controlar os procedimentos regulares de salvaguarda de informação, nomeadamente cópias de segurança, de proteção da integridade e recuperação da informação;

e) Apoiar os utilizadores finais na operação dos equipamentos e no diagnóstico e resolução dos respetivos problemas.

5 — Posição remuneratória de referência — a determinação do posicionamento remuneratório terá em conta a aplicação conjugada do disposto na alínea a) do n.º 2 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 97/2001, de 26 de março, dos artigos 38.º e 42.º da LOE de 2015, aplicáveis por remissão do artigo 19.º, n.º 1, da LOE de 2017, aprovada pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, pelo que o posicionamento deverá ser efetuado na categoria de técnico de informática, grau 1, nível 1, no nível remuneratório entre 13/14 da tabela remuneratória única (TRU) aprovada pela Portaria n.º 1553-C/2008, de 31 de dezembro, a que corresponde a remuneração mensal de € 1.139,69, após o estágio, remunerado pelo nível remuneratório 11 da TRU a que corresponde a remuneração mensal de € 995,51.

6 — Requisitos de admissão — os candidatos devem reunir os requisitos, gerais, especiais e preferenciais de admissão, até ao último dia do prazo de candidatura.

6.1 — Requisitos gerais de admissão ao procedimento concursal:

a) Poderão candidatar-se ao presente concurso, os trabalhadores que até à data limite para apresentação das candidaturas, detenham relação jurídica de emprego público por tempo indeterminado, previamente estabelecida, bem como os trabalhadores com relação jurídica de emprego público por tempo determinado ou determinável ou sem relação jurídica de emprego público previamente estabelecida, nos termos do disposto no artigo 30.º da LTFP.

b) Reunir os requisitos previstos no artigo 17.º da LTFP.

6.2 — Requisitos especiais (habilitações académicas) — curso tecnológico, curso das escolas profissionais ou curso que confira certificado de qualificação de nível III em áreas de informática, nos termos da alínea a) do n.º 2 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 97/2001, de 26 de março.