



## PARTE E

### ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

#### Diretiva n.º 1/2015

##### Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017

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.

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, do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, do Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro, dos Estatutos e dos Regulamentos da ERSE, o cálculo e a aprovação das tarifas aplicáveis às diversas atividades, considerando como tal as tarifas de uso das redes, 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 subsidiação cruzadas 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 e demais legislação aplicável, foram submetidos pelo Conselho de Administração da ERSE à apreciação do Conselho Tarifário (CT), 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 2015 e Parâmetros para o período de regulação 2015-2017”, a qual integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico” (ii) “Parâmetros de Regulação para o período de 2015 a 2017”, (iii) “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2015” e (iv) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2015”; (v) “Análise do desempenho das empresas reguladas do Setor Elétrico”. O parecer do Conselho Tarifário, a resposta da ERSE ao parecer do CT, bem como os demais documentos justificativos da decisão de aprovação de tarifas e preços de energia elétrica para 2015, são públicos, através da sua disponibilização na página de internet da ERSE.

A definição dos proveitos para o ano de definição de tarifas assenta no cálculo dos proveitos permitidos para esse ano, com base em previsões para a evolução da atividade, e no cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos dois anos anteriores. O cálculo e a análise dos fatores que justificam esses ajustamentos, relativos a 2013 e 2014 para a definição de tarifas de 2015, encontram-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico”, ao nível de cada atividade regulada.

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2015” apresentam-se as quantidades consideradas no cálculo das seguintes tarifas: tarifas por atividade do operador da rede de transporte, tarifas por atividade dos operadores das redes de distribuição (que determinam as tarifas de acesso às redes), tarifas por atividade do comercializador de último recurso, tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental e tarifas de venda a clientes finais aplicáveis aos fornecimentos da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira, para vigorar em 2015. São também descritos os pressupostos considerados para efeitos da definição dos diagramas de carga tipo utilizados no cálculo das tarifas, de acordo com o Regulamento Tarifário.

No documento “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2015” apresenta-se a estrutura tarifária das diversas tarifas definindo-se a relação entre os diversos preços que as compõem maximizando-se a sua aderência à estrutura dos custos marginais e incrementais, em conformidade com o disposto no Regulamento Tarifário, de modo a fomentar-se uma utilização eficiente das redes e da energia. Caracterizam-se também as variáveis de faturação aplicáveis e justificam-se as variações a aplicar a cada um dos preços das tarifas.

No documento “Parâmetros de Regulação para o período de 2015 a 2017”, apresentam-se os parâmetros de regulação a aplicar às atividades reguladas para o período de regulação 2015-2017, justificando as metodologias adotadas, bem como os valores definidos. Os parâmetros definidos são o custo de capital, as bases de custos para o ano de 2015, as metas de eficiência a aplicar nos anos 2016 e 2017, bem como os parâmetros de mecanismos de regulação por incentivos existentes para as diferentes atividades. Os referidos parâmetros são aplicados às empresas reguladas, nomeadamente, à REN, S.A., à EDP Distribuição, S.A., à EDP Serviço Universal, S.A., à EDA, S.A. e à EEM, S.A.

O documento relativo à “Análise do desempenho das empresas reguladas do Setor Elétrico em 2015” apresenta e avalia o desempenho das empresas reguladas. Esta informação é essencial para a definição de novas bases de custos e escolha dos indutores de custos, complementando a informação apresentada no documento da definição de parâmetros para o período de 2015 a 2017.

A decisão de aprovação das tarifas de energia elétrica para 2015 integra um conjunto de alterações que decorreram por um lado da revisão dos regulamentos do setor elétrico e por outro lado de decisões de política energética aprovadas pelo Governo, das quais se destacam, a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, na tarifa de acesso às redes, para os níveis de potência inferiores a 3,45 kVA, englobando assim a totalidade dos escalões de potência definidos para a BTN e o alargamento da abrangência da tarifa social de eletricidade aprovado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro.

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, pelo que, em resultado do exercício de escolha dos clientes por ofertas no mercado livre, estas tarifas apresentarão cada vez mais um carácter residual. Em 2015 estas tarifas aplicam-se aos fornecimentos em AT, MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, dado já não existirem fornecimentos do comercializador de último recurso neste nível de tensão.

As tarifas transitórias de venda a clientes finais a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2015 são determinadas pela soma das tarifas de acesso às redes, da tarifa transitória de energia e da tarifa de comercialização regulada. As tarifas aprovadas pelo presente diploma são suscetíveis de revisão, nos termos da lei.

A tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN em Portugal continental regista uma variação, em 2015 de 3,3%. As tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental, em AT, MT e BTE, registam uma variação positiva de 3,9%. Nas Regiões Autónomas da Madeira e Açores regista-se uma variação, em todos os níveis de tensão, de 4,2%. A tarifa social de venda a clientes finais em Portugal continental apresenta um decréscimo de 14% face ao ano de 2014, nas Regiões Autónomas um decréscimo de 13,7% nos Açores e 15,3% na Madeira.

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 de mercado). A variação das tarifas de acesso às redes, entre 2014 e 2015, em Portugal continental é de 6,3%. Para esta variação contribuem o decréscimo dos custos associados ao uso das redes de transporte e distribuição e um acréscimo dos custos de interesse económico geral e política energética. A variação dos custos de interesse económico geral, incluídos na tarifa de uso global do sistema, resulta pela repercussão dos sobrecustos da PRE do ano e dos ajustamentos dos dois anos anteriores num período alargado de 5 anos nos termos do artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e pelo crescimento da amortização dos sobrecustos da PRE de anos anteriores resultantes do mecanismo de alisamento.

A variação tarifária para 2015 resulta da conjugação de vários fatores com impactos em sentidos opostos. No que respeita aos fatores que contribuem para o incremento do nível tarifário, salientam-se os seguintes:

- a. Os custos associados ao serviço da dívida incluída nas tarifas de 2015 que apresentam uma variação de cerca de 45% face a 2014, correspondendo a 416 milhões de euros. Este valor decorre em grande parte da amortização, acrescida dos respetivos juros, do diferimento do diferencial da PRE de 2014 (+407 milhões de euros). Esta variação do serviço da dívida tem um impacto substancial ao nível dos proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS).
- b. Crescimento moderado do consumo de energia elétrica. O consumo referido à emissão apresentou entre 2012 e 2013 um crescimento de apenas 0,2%. Para 2014 está estimado uma evolução positiva, relativamente a 2013, de 0,5%, alicerçado no crescimento dos níveis de tensão

mais elevados (MAT e AT). Para 2015, a ERSE assume que a tendência de crescimento se mantém, devendo atingir os 0,8%, relativamente a 2014.

No que se refere aos fatores que contribuem para a redução do nível tarifário, salientam-se os seguintes:

- a. Metas de eficiência e bases de custos aplicadas às atividades reguladas. Às atividades reguladas são aplicadas metas de eficiência com vista à diminuição dos custos em termos unitários. No ano de 2015 procedeu-se à redefinição das bases de custos incluídas nas tarifas com a avaliação dos ganhos efetivos de eficiência das empresas reguladas, decorrentes dos objetivos que lhes foram impostos no anterior período regulatório.
- b. Diminuição da taxa de remuneração dos ativos regulados. A diminuição do risco percebido nos mercados do contexto financeiro nacional, conjugada com a política monetária do Banco Central Europeu teve, como reflexo uma diminuição das taxas de juro tanto da dívida da República Portuguesa, como das empresas nacionais, até níveis nunca atingidos até à data. Este facto justificou, em grande parte, a revisão em baixa da taxa de remuneração das atividades reguladas em cerca de 1,4 pp, face aos valores aplicados em 2014 e de 2,6 pp, face aos valores definidos para o primeiro ano do período regulatório que terminou em 2014.
- c. Medidas legislativas mitigadoras de custos. Em 2012 e em 2013 foram aprovados um conjunto de diplomas cuja aplicabilidade se mantém em 2014 e que diminuem o impacto dos CIEG nas tarifas de 2015. As medidas associadas a esses diplomas consistem na reversão para as tarifas das receitas decorrentes dos leilões de CO<sub>2</sub>; na compensação dos produtores eólicos em regime especial no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, e nas receitas decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho.

No quadro normativo do Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, que aprova o Regulamento Tarifário, o cálculo das tarifas de energia elétrica para 2015 integra o conjunto de diplomas cuja publicação ocorreu durante 2014, relativos a matérias de política energética, e cuja listagem está identificada no documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2015 e Parâmetros para o período de Regulação 2015-2017”. Foram igualmente consideradas as disposições conhecidas do projeto de diploma que altera o período para a extinção do regime transitório de fornecimento de eletricidade a clientes finais com consumos em AT, MT, BTE e BTN com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, cuja publicação em Diário da República se aguarda.

Nos termos do artigo 6.º da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação da Portaria n.º 212-A/2014, de 24 de outubro, e da Portaria n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema aplicável às atividades do Sistema Elétrico Nacional (SEN), e considerando o Despacho n.º 13186-A/2013, de 15 de outubro, que determina a repartição por nível de tensão dos sobrecustos com a convergência tarifária, a ERSE identifica, de forma clara e detalhada, nos documentos de suporte das propostas de fixação de tarifas e nas decisões da sua competência nesta matéria, a repartição dos proveitos relativos aos diferentes CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.

O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço encontra-se estabelecido no Procedimento n.º 6 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico (MPQS), aprovado pelo Regulamento n.º 455/2013, de 29 de novembro. O referido incentivo aplica-se ao operador da Rede Nacional de Distribuição (RND) e tem como duplo objetivo promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos. O primeiro objetivo é prosseguido através da designada “Componente 1”, enquanto o segundo objetivo é atingido por intermédio da designada “Componente 2”.

O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da Rede Nacional de Transporte (RNT) de eletricidade aplica-se ao operador da RNT e tem como objetivo promover a sua fiabilidade, enquanto fator determinante para a qualidade de serviço associada ao seu desempenho.

Os preços dos serviços regulados são estabelecidos tendo em consideração os valores em vigor e a proposta de valores apresentada pelas empresas, para o ano de 2015. Considerou-se ainda a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011” que refere a necessidade dos preços fixados para a prestação de alguns serviços regulados apresentarem uma maior aderência aos custos reais.

Neste contexto, os preços aplicáveis a instalações em BTE, MT, AT e MAT refletem os custos da prestação dos serviços. Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2015. Para Portugal continental, os preços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento do fornecimento assumem uma vigência transitória até ao final do primeiro trimestre de 2015, altura em que, com base em informação mais detalhada dos custos administrativos incorridos pelo operador da rede, se fixarão os preços regulados a vigorar para o restante do ano.

Considerando o parecer do Conselho Tarifário, os comentários dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a presente deliberação, apropriando-se da fundamentação do documento da ERSE, “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2015 e Parâmetros para o período de Regulação 2015-2017” e demais anexos, procede à fixação das tarifas e preços regulados para 2015, considerando-se os documentos referidos parte integrante da presente fundamentação preambular.

A fixação dos valores das tarifas e dos preços dos serviços regulados para 2015, integra-se no cumprimento das atribuições e poderes de regulação da ERSE estabelecidos, respetivamente no artigo 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 do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.

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 do 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 do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, do artigo 185.º do Regulamento Tarifário, deliberou aprovar as tarifas e preços de energia elétrica a vigorar em 2015 e Parâmetros para o período de regulação 2015-2017, nos termos do anexo à presente deliberação que dela faz parte integrante, aprovando:

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

- a. Tarifas de acesso às redes;
- b. Tarifas por atividade do transporte e distribuição de energia elétrica;
- c. Períodos horários em Portugal continental;
- d. 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.

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 2015-2017.
- 8º Os parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período regulatório 2015-2017.
- 9º As transferências entre entidades do SEN.
- 10º A divulgação do serviço da dívida.
- 11º Os preços dos serviços regulados.
- 12º Revogar o disposto no n.ºs 5 e 6 da Diretiva n.º 20/2013, de 22 de novembro, que estabelece os Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço do setor elétrico.
- 13º 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.
- 14º Proceder à publicação da presente deliberação no Diário da República, 2.ª Série.
- 15º Proceder à publicação da presente deliberação nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- 16º Os valores das tarifas e preços aprovados pela presente Diretiva produzem efeitos, em qualquer caso, a partir de 1 de janeiro de 2015 em todo o território nacional.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

15 de dezembro de 2014

O Conselho de Administração

Prof. Doutor Vítor Santos

Dr. Ascenso Simões

Dr. Alexandre Silva Santos

## ANEXO

## I TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2015 e Parâmetros para o período de Regulação 2015-2017” 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 do 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 do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, artigo 14.º do Regulamento da Mobilidade Elétrica e dos artigos 25.º, 36.º, 37.º, 38.º e 185.º do Regulamento Tarifário, 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 e os relativos 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 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.2.2.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica em Portugal continental previstos no artigo 28.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 do Acesso às Redes e às Interligações são apresentados em I.4.

## I.1 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, resultantes da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição apresentadas em I.2, são as seguintes:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	Horas de ponta	1,365	0,0449
	Contratada	0,571	0,0188
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0264	
	Horas cheias	0,0230	
	Horas de vazio normal	0,0160	
	Horas de super vazio	0,0159	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0264	
	Horas cheias	0,0230	
	Horas de vazio normal	0,0160	
	Horas de super vazio	0,0159	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0237	
	Capacitiva	0,0177	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	Horas de ponta	3,694	0,1214
	Contratada	0,477	0,0157
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0306	
	Horas cheias	0,0265	
	Horas de vazio normal	0,0175	
	Horas de super vazio	0,0170	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0304	
	Horas cheias	0,0265	
	Horas de vazio normal	0,0175	
	Horas de super vazio	0,0172	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0241	
	Capacitiva	0,0181	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	Horas de ponta	7,109	0,2337
	Contratada	0,950	0,0312
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0432	
	Horas cheias	0,0374	
	Horas de vazio normal	0,0206	
	Horas de super vazio	0,0198	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0429	
	Horas cheias	0,0371	
	Horas de vazio normal	0,0205	
	Horas de super vazio	0,0200	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0263	
	Capacitiva	0,0197	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	Horas de ponta	17,289	0,5684
	Contratada	1,088	0,0358
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,0619	
	Horas cheias	0,0534	
	Horas de vazio normal	0,0279	
	Horas de super vazio	0,0253	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0313	
	Capacitiva	0,0239	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	27,6	30,03	0,9872
	34,5	37,54	1,2341
	41,4	45,04	1,4809
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,2084	
	Horas cheias	0,0685	
	Horas de vazio	0,0171	

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	1,15	1,25	0,0411
	2,3	2,50	0,0823
	3,45	3,75	0,1234
	4,6	5,00	0,1645
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	5,75	6,26	0,2057
	6,9	7,51	0,2468
	10,35	11,26	0,3702
	13,8	15,01	0,4936
	17,25	18,77	0,6170
	20,7	22,52	0,7404
	<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>
	Tarifa simples	0,0921	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1233	
	Horas de vazio	0,0382	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2384	
	Hora cheia	0,0936	
	Hora vazio	0,0382	

O Regulamento de Relações Comerciais 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 2015, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos CIEG são os seguintes:

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	68%
AT	61%
MT	51%
BTE	54%
BTN > 20,7 kVA	48%
BTN ≤ 20,7 kVA	62%

Os preços da tarifa de Acesso às Redes aplicável à Mobilidade Elétrica são os seguintes:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>
	MT	0,0511
	BTE	0,0868
	BTN	0,1157



## 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
<b>Energia ativa</b>		
<b>(EUR/kWh)</b>		
	Horas de ponta	0,0036
	Horas cheias	0,0036
	Horas de vazio normal	0,0036
	Horas de super vazio	0,0036

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

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS
<b>Energia ativa</b>		
<b>(EUR/kWh)</b>		
	Horas de ponta	0,0028
	Horas cheias	0,0028
	Horas de vazio normal	0,0028
	Horas de super vazio	0,0028

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

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS
<b>Energia ativa</b>		
<b>(EUR/kWh)</b>		
	Horas de ponta	0,0064
	Horas cheias	0,0064
	Horas de vazio normal	0,0064
	Horas de super vazio	0,0064

#### 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 do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND são os seguintes:

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
<b>Energia ativa</b>		
<b>(EUR/MWh)</b>		
	Horas de fora de vazio	0,5451
	Horas de vazio	0,4255

## 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
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	1,365
	Contratada	0,152
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0237
	Capacitiva	0,0177

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	2,184
	Contratada	0,243
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0237
	Capacitiva	0,0177



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	2,8	4,0	8,3	703,1	718,1
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	24,4	80,0	159,0	37,9	24,2	182,0	507,5
Sobrecusto dos CAE	3,7	26,8	89,1	21,3	0,0	-106,2	34,8
CMEC	3,4	7,4	29,3	9,8	12,1	174,2	236,2
Garantia de potência	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sobrecusto RAAs	0,0	0,3	64,0	43,0	19,7	-20,7	106,4
Défiçe 2009	6,6	21,7	43,1	10,3	6,6	49,3	137,6
Ajust. de aquisição de energia	-5,2	-17,1	-34,0	-8,1	-5,2	-38,9	-108,5
Diferencial extinção TVCF	1,3	4,2	8,3	2,0	1,3	9,5	26,4
Sobreprovento	-0,2	-0,6	-1,1	-0,3	-0,2	-1,3	-3,5
Terrenos	0,6	2,1	4,1	1,0	0,6	4,7	13,2
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>34,7</b>	<b>124,8</b>	<b>364,6</b>	<b>121,0</b>	<b>67,4</b>	<b>955,7</b>	<b>1 668,2</b>

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	0,419	0,0221	0,0188	0,0119	0,0119
AT	4	0,419	0,0250	0,0213	0,0126	0,0126
MT	4	0,419	0,0347	0,0297	0,0142	0,0142
BTE	4	0,419	0,0475	0,0411	0,0180	0,0179
BTN>	3	0,419	0,0644	0,0281	0,0080	
BTN< tri-horárias	3	0,419	0,0965	0,0553	0,0291	
BTN bi-horárias	2	0,419	0,0645		0,0291	
BTN simples	1	0,419	0,0516			

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	0,419	0,0257	0,0224	0,0155	0,0155
AT	4	0,419	0,0287	0,0250	0,0163	0,0162
MT	4	0,419	0,0386	0,0336	0,0180	0,0180
BTE	4	0,419	0,0517	0,0452	0,0221	0,0218
BTN>	3	0,419	0,0686	0,0322	0,0120	
BTN< tri-horárias	3	0,419	0,1007	0,0595	0,0331	
BTN bi-horárias	2	0,419	0,0687		0,0331	
BTN simples	1	0,419	0,0557			

Os preços da potência contratada 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 (EUR/kW.mês)							
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento		Correcção de hidraulicidade	CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. Previstos		Parcela de acerto
	Renda Anual	Ajust.	Revisib	Ajust.			Revisib	
MAT	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,015	0,030	0,180
AT	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,015	0,030	0,180
MT	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,015	0,030	0,180
BTE	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,015	0,030	0,180
BTN>	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,015	0,030	0,180
BTN< tri-horárias	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,015	0,030	0,180
BTN bi-horárias	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,015	0,030	0,180
BTN simples	0,120	0,000	0,031	0,000	0,073	-0,015	0,030	0,180

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 2015, nos termos do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	$V_{CIEG,2015}$ (€/kW)/mês
AT	2,617
MT	3,062
BTE	3,819
BTN > 20,7 kVA	3,308
BTN ≤ 20,7 kVA	5,780

#### I.2.2.2 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
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	1,365
	Contratada	0,152
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Periodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
Periodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0237
	Capacitiva	0,0177

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	2,615
	Contratada	0,291
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0008
	Horas de vazio normal	0,0007
	Horas de super vazio	0,0006
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	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	3,024	0,0010	0,0008	0,0007	0,0005	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	3,167	0,0010	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
BTE	4	3,474	0,0011	0,0009	0,0008	0,0006	0,0011	0,0009	0,0008	0,0006
BTN>	3	-	0,0425	0,0009	0,0007		0,0425	0,0009	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0425	0,0009	0,0007		0,0425	0,0009	0,0007	
BTN bi-horárias	2	-	0,0102		0,0007		0,0102		0,0007	
BTN simples	1	-	0,0067				0,0067			

### 1.2.2.3 TARIFAS DE USO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	0,670
	Contratada	0,058
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0003
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0241
	Capacitiva	0,0181

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	3,165
	Contratada	0,531
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0026
	Horas cheias	0,0021
	Horas de vazio normal	0,0014
	Horas de super vazio	0,0009
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0025
	Horas cheias	0,0020
	Horas de vazio normal	0,0013
	Horas de super vazio	0,0010
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0263
	Capacitiva	0,0197

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT, 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	0,670	0,058	0,0009	0,0007	0,0005	0,0003	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0241	0,0181
MT	4	0,777	-	0,0010	0,0008	0,0005	0,0003	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	-	-
BTE	4	0,852	-	0,0010	0,0008	0,0005	0,0004	0,0010	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0112	0,0008	0,0005	0,0000	0,0112	0,0008	0,0005	0,0000	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0112	0,0008	0,0005	0,0000	0,0112	0,0008	0,0005	0,0000	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0031	0,0000	0,0005	0,0000	0,0031	0,0000	0,0005	0,0000	-	-
BTN simples	1	-	-	0,0022				0,0022				-	-

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	3,165	0,531	0,0026	0,0021	0,0014	0,0009	0,0025	0,0020	0,0013	0,0010	0,0263	0,0197
BTE	4	4,196	-	0,0028	0,0022	0,0015	0,0010	0,0028	0,0022	0,0015	0,0010	-	-
BTN>	3	-	-	0,0528	0,0022	0,0013	0,0000	0,0528	0,0022	0,0013	0,0000	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0528	0,0022	0,0013	0,0000	0,0528	0,0022	0,0013	0,0000	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0135	0,0000	0,0013	0,0000	0,0135	0,0000	0,0013	0,0000	-	-
BTN simples	1	-	-	0,0090				0,0090				-	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são os seguintes:

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
<b>Potência (EUR/kW.mês)</b>		
	Horas de ponta	8,767
	Contratada	0,669
<b>Energia ativa (EUR/kWh)</b>		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0054
	Horas cheias	0,0044
	Horas de vazio normal	0,0031
	Horas de super vazio	0,0015
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0051
	Horas cheias	0,0042
	Horas de vazio normal	0,0030
	Horas de super vazio	0,0016
<b>Energia reativa (EUR/kvarh)</b>		
	Indutiva	0,0313
	Capacitiva	0,0239

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, convertidos para as entregas em BTN, apresentam-se no quadro seguinte:

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)				Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	8,767	0,669	0,0053	0,0043	0,0030	0,0015	0,0313	0,0239
BTN>	3	-	0,669	0,0333	0,0324	0,0026		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,669	0,0312	0,0302	0,0026		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,669	0,0278		0,0026		-	-
BTN simples	1	-	0,669	0,0185				-	-

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 28.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:

<b>Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>		<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>	
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
<b>Sábado</b>		<b>Sábado</b>	
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
<b>Domingo</b>		<b>Domingo</b>	
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:

<b>Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>		<b>De segunda-feira a sexta-feira</b>	
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
<b>Sábado</b>		<b>Sábado</b>	
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
<b>Domingo</b>		<b>Domingo</b>	
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:

<b>Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
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 28.º, n.º 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 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, 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 Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Portugal continental. 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 do Acesso às Redes e às Interligações, são os seguintes:

(%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
$\gamma_{MAT}^h$	1,25	1,21	1,26	1,25
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,67	1,61	1,69	1,66
$\gamma_{AT}^h$	1,62	1,46	1,21	1,01
$\gamma_{MT}^h$	4,72	4,15	3,36	2,68
$\gamma_{BT}^h$	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 2015 e Parâmetros para o período de Regulação 2015-2017” 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 do 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 do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro e dos artigos 40.º, 41.º, 45.º, 46.º, 52.º, 53.º, 59.º e 60.º 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 a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, que tenham solicitado a tarifa social, 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, que tenham solicitado a tarifa social, 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:

<b>TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (&lt;=4,6 kVA)</b>		<b>PREÇOS</b>	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,02	0,0006
	2,3	0,04	0,0012
	3,45	0,05	0,0018
	4,6	0,07	0,0024
	5,7	0,09	0,0030
	6,9	0,11	0,0036
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,0921	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1233	
	Horas de vazio	0,0382	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2384	
	Hora cheia	0,0936	
	Hora vazio	0,0382	

**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:

<b>TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (&lt;=4,6 kVA e &gt;2,3 kVA)</b>		<b>PREÇOS</b>	
<b>Potência</b>	<b>(kVA)</b>	<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	1,05	0,0345
	4,6	1,24	0,0408
	5,7	1,43	0,0469
	6,9	1,61	0,0529
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,1587	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1853	
	Horas de vazio	0,0978	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2106	
	Horas de cheias	0,1675	
	Horas de vazio	0,0978	

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,26	0,0414
	2,3	1,91	0,0628
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1367	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1853	
	Horas de vazio	0,0978	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2106	
	Horas de cheias	0,1675	
	Horas de vazio	0,0978	

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:

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SOCIAL (<=4,6 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	1,21	0,0397
	4,6	1,47	0,0483
	5,75	1,63	0,0536
	6,9	1,86	0,0612
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	1,34	0,0441
	4,6	1,65	0,0544
	5,75	1,74	0,0571
	6,9	2,00	0,0659
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1624	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1878	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2150	
	Horas cheias	0,1638	
	Horas de vazio	0,0990	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,84	0,0276
	2,3	1,28	0,0421
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1503	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1878	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2150	
	Horas de cheias	0,1638	
	Horas de vazio	0,0990	

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:

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SOCIAL (<=4,6 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	1,17	0,0385	
	4,6	1,42	0,0466	
	5,75	1,58	0,0519	
	6,9	1,80	0,0591	
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	1,23	0,0403	
	4,6	1,50	0,0492	
	5,75	1,59	0,0523	
	6,9	1,83	0,0601	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1609	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1843	
	Horas de vazio		0,0979	
Tarifa tri-horária	Horas ponta		0,2095	
	Horas cheia		0,1678	
	Horas vazio		0,0979	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,73	0,0239	
	2,3	1,02	0,0336	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1465	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1843	
	Horas de vazio		0,0979	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2095	
	Horas de cheias		0,1678	
	Horas de vazio		0,0979	

### 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 2015 e Parâmetros para o período de Regulação 2015-2017” 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 do 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, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, dos artigos 26.º, 42.º, 43.º, 44.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 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 28.º do Regulamento Tarifário são apresentados em III.3.

## III.1 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
		72,20	2,3739
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,227	0,2047
	Contratada	0,850	0,0279
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,035	0,1984
	Contratada	0,702	0,0231
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,235	0,4022
	Contratada	0,496	0,0163
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1177
		Horas cheias	0,0949
		Horas de vazio normal	0,0722
		Horas de super vazio	0,0607
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1167
		Horas cheias	0,0973
		Horas de vazio normal	0,0742
		Horas de super vazio	0,0680
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1297
		Horas cheias	0,0970
		Horas de vazio normal	0,0728
		Horas de super vazio	0,0630
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1308
		Horas cheias	0,1001
		Horas de vazio normal	0,0760
		Horas de super vazio	0,0680
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1516
		Horas cheias	0,1109
		Horas de vazio normal	0,0733
		Horas de super vazio	0,0645
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1511
		Horas cheias	0,1106
		Horas de vazio normal	0,0760
		Horas de super vazio	0,0692
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0241	
	Capacitiva	0,0181	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
		46,28	1,5217
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	9,920	0,3261
	Contratada	1,516	0,0498
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	9,998	0,3287
	Contratada	1,427	0,0469
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	14,686	0,4828
	Contratada	0,606	0,0199
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1335
		Horas cheias	0,1048
		Horas de vazio normal	0,0739
		Horas de super vazio	0,0631
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1364
		Horas cheias	0,1070
		Horas de vazio normal	0,0765
		Horas de super vazio	0,0703
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1395
		Horas cheias	0,1081
		Horas de vazio normal	0,0751
		Horas de super vazio	0,0642
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1452
		Horas cheias	0,1082
		Horas de vazio normal	0,0789
		Horas de super vazio	0,0703
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2089
		Horas cheias	0,1164
		Horas de vazio normal	0,0790
		Horas de super vazio	0,0704
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2086
		Horas cheias	0,1162
		Horas de vazio normal	0,0795
		Horas de super vazio	0,0740
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
Indutiva		0,0263	
Capacitiva		0,0197	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
		25,55	0,8399
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	15,045	0,4946
	Contratada	0,656	0,0216
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	21,139	0,6950
	Contratada	1,492	0,0490
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2156	
	Horas cheias	0,1265	
	Horas vazio normal	0,0883	
	Horas super vazio	0,0775	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1546	
	Horas cheias	0,1215	
	Horas vazio normal	0,0810	
	Horas super vazio	0,0715	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
Indutiva		0,0313	
Capacitiva		0,0239	



TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	27,6	44,29	1,4562
		34,5	55,20	1,8149
		41,4	66,11	2,1736
	Tarifa de longas utilizações	27,6	145,67	4,7891
		34,5	182,00	5,9837
		41,4	218,33	7,1779
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,3029	
		Horas cheias	0,1521	
		Horas de vazio	0,0864	
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2213	
		Horas cheias	0,1280	
		Horas de vazio	0,0790	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,75	0,1561
		4,6	6,17	0,2030
		5,75	7,59	0,2496
		6,9	9,01	0,2962
		10,35	13,26	0,4360
		13,8	17,51	0,5758
		17,25	21,77	0,7156
		20,7	26,02	0,8554
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples <=6,9 kVA	Tarifa simples <=6,9 kVA	0,1587		
		0,1602		
	Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1853	
		Horas de vazio	0,0978	
	Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1890	
		Horas de vazio	0,0986	
	Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,2106	
		Horas de cheias	0,1675	
		Horas de vazio	0,0978	
	Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2144	
		Horas de cheias	0,1704	
		Horas de vazio	0,0986	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	Tarifa simples	1,15	2,49	0,0820
		2,3	4,38	0,1439
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1367	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa tri-horária	Tarifa tri-horária	27,6	28,06	0,9226
		34,5	35,08	1,1532
		41,4	42,08	1,3834
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3015	
		Horas cheias	0,1601	
		Horas de vazio	0,0854	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples	3,45	2,09	0,0688
	4,6	2,94	0,0966
	5,75	3,78	0,1244
	6,9	4,63	0,1522
	10,35	6,99	0,2298
	13,8	9,40	0,3091
	17,25	11,75	0,3864
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	14,22	0,4674
	3,45	4,64	0,1525
	4,6	5,89	0,1936
	5,75	7,09	0,2332
	6,9	8,39	0,2760
	10,35	11,08	0,3641
	13,8	13,49	0,4435
17,25	15,84	0,5207	
20,7	18,31	0,6021	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1742
	Tarifa simples >6,9 kVA		0,1775
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio		0,1989
	Horas de vazio		0,0978
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio		0,1994
	Horas de vazio		0,0978
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta		0,3220
	Horas de cheias		0,1695
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de vazio		0,0978
	Horas de ponta		0,3220
	Horas de cheias		0,1720
	Horas de vazio		0,0978

### 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)
Periodos I, IV	Horas de ponta	0,0741
	Horas cheias	0,0676
	Horas de vazio normal	0,0543
	Horas de super vazio	0,0425
Periodos II, III	Horas de ponta	0,0689
	Horas cheias	0,0637
	Horas de vazio normal	0,0525
	Horas de super vazio	0,0471

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	0,0753	0,0686	0,0550	0,0429	0,0701	0,0646	0,0531	0,0475
MT	4	0,0789	0,0714	0,0568	0,0441	0,0734	0,0673	0,0549	0,0488
BTE	4	0,0836	0,0753	0,0600	0,0488	0,0836	0,0753	0,0600	0,0488
BTN>	3	0,0842	0,0754	0,0565		0,0842	0,0754	0,0565	
BTN< tri-horárias	3	0,0845	0,0754	0,0567		0,0845	0,0754	0,0567	
BTN bi-horárias	2	0,0775		0,0567		0,0775		0,0567	
BTN simples	1	0,0700				0,0700			

### 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	
<b>Termo tarifário fixo</b>		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		6,96	0,22872
<b>Energia ativa</b>		(EUR/kWh)	
		0,0010	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		3,03	0,09949
<b>Energia ativa</b>		(EUR/kWh)	
		0,0003	
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		(EUR/mês)	(EUR/dia)
		0,47	0,01549
<b>Energia ativa</b>		(EUR/kWh)	
		0,0027	

### III.3 PERÍODOS HORÁRIOS

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no artigo 28.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 2015 e Parâmetros para o período de Regulação 2015-2017” 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 do 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, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, 33.º, 47.º a 50.º e 185.º 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 da RAA são apresentadas em IV.1.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica na RAA previstos no artigo 35.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 do 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 são as seguintes:

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
		29,28	0,9627
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	Horas de ponta	9,348	0,3073
	Contratada	1,243	0,0409
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Periodos I, IV	Horas de ponta	0,1247	
	Horas cheias	0,1035	
	Horas de vazio normal	0,0709	
	Horas de super vazio	0,0607	
Periodos II, III	Horas de ponta	0,1246	
	Horas cheias	0,1050	
	Horas de vazio normal	0,0737	
	Horas de super vazio	0,0685	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0253	
	Capacitiva	0,0188	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
		6,89	0,2266
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	Horas de ponta	20,654	0,6790
	Contratada	1,214	0,0399
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,1414	
	Horas cheias	0,1219	
	Horas de vazio normal	0,0798	
	Horas de super vazio	0,0718	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0302	
	Capacitiva	0,0226	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
	27,6	41,06	1,3499
	34,5	51,20	1,6834
	41,4	61,35	2,0170
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,3015	
	Horas cheias	0,1506	
	Horas de vazio	0,0831	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
Tarifa simples	3,45	4,91	0,1613
	4,6	6,40	0,2104
	5,75	7,80	0,2563
	6,9	9,26	0,3044
	10,35	13,59	0,4467
	13,8	17,91	0,5889
	17,25	22,17	0,7288
	20,7	26,76	0,8799
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,04	0,1657
	4,6	6,59	0,2165
	5,75	7,90	0,2598
	6,9	9,40	0,3091
	10,35	13,77	0,4526
	13,8	18,13	0,5960
	17,25	22,49	0,7395
	20,7	26,76	0,8799
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Tarifa simples		0,1624	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1878	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2150	
	Horas cheias	0,1638	
	Horas de vazio	0,0990	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,07	0,0682
	2,3	3,75	0,1232
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1503	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1878	
	Horas de vazio	0,0990	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2150	
	Hora cheia	0,1638	
	Hora vazio	0,0990	

#### IV.2 PERÍODOS HORÁRIOS NA RAA

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no artigo 35.º do Regulamento Tarifário são diferenciados da seguinte forma:

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 clientes em 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

Nos termos do artigo 35.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 dos Açores podem optar, em qualquer momento, entre o ciclo diário e o ciclo diário 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.

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 do Acesso às Redes e às Interligações, são os seguintes:

Ilha	(%)	Períodos horários (h)			
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio	Super vazio
S. Maria	$\gamma_{MT}^h$	1,10	1,05	1,03	0,93
S. Miguel	$\gamma_{AT}^h$	0,26	0,26	0,29	0,32
	$\gamma_{MT}^h$	1,42	1,40	1,37	1,38
Terceira	$\gamma_{MT}^h$	2,18	2,12	1,86	1,68
Graciosa	$\gamma_{MT}^h$	0,45	0,43	0,39	0,34
S. Jorge	$\gamma_{MT}^h$	3,02	2,80	2,45	2,06
Pico	$\gamma_{MT}^h$	3,64	3,55	3,35	2,92
Faial	$\gamma_{MT}^h$	1,03	1,01	0,87	0,72
Flores	$\gamma_{MT}^h$	0,67	0,66	0,62	0,54
Corvo	$\gamma_{MT}^h$	0,06	0,05	0,05	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 2015 e Parâmetros para o período de Regulação 2015-2017” 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 do 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 do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, 33.º, 54.º a 57.º e 185.º 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 da RAM são apresentadas em V.1.

Os períodos horários de entrega de energia elétrica na RAM previstos no artigo 35.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 são as seguintes:

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
		20,02	0,6581
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	Horas de ponta	9,176	0,3017
	Contratada	1,210	0,0398
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1217	
	Horas cheias	0,1012	
	Horas vazio normal	0,0697	
	Horas super vazio	0,0592	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1195	
	Horas cheias	0,1027	
	Horas vazio normal	0,0724	
	Horas super vazio	0,0674	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0251	
	Capacitiva	0,0187	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
<b>Termo tarifário fixo</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
		8,57	0,2817
<b>Potência</b>		<b>(EUR/kW.mês)</b>	<b>(EUR/kW.dia)</b>
	Horas de ponta	20,704	0,6807
	Contratada	1,185	0,0390
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,1433	
	Horas cheias	0,1219	
	Horas vazio normal	0,0801	
	Horas super vazio	0,0718	
<b>Energia reativa</b>		<b>(EUR/kvarh)</b>	
	Indutiva	0,0300	
	Capacitiva	0,0229	

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
<b>Potência</b>		<b>(EUR/mês)</b>	<b>(EUR/dia)</b>
	27,6	32,35	1,0636
	34,5	39,63	1,3030
	41,4	46,90	1,5420
<b>Energia ativa</b>		<b>(EUR/kWh)</b>	
	Horas de ponta	0,3056	
	Horas cheias	0,1474	
	Horas de vazio	0,0745	



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	4,87	0,1601
	4,6	6,35	0,2087
	5,75	7,74	0,2546
	6,9	9,20	0,3024
	10,35	13,56	0,4458
	13,8	17,87	0,5875
	17,25	22,18	0,7291
	20,7	26,48	0,8707
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	4,93	0,1619
	4,6	6,43	0,2114
	5,75	7,76	0,2550
	6,9	9,23	0,3033
	10,35	13,58	0,4465
	13,8	17,92	0,5893
	17,25	22,29	0,7327
20,7	26,65	0,8761	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1609	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1843	
	Horas de vazio	0,0979	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2095	
	Horas cheia	0,1678	
	Horas vazio	0,0979	

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	1,96	0,0644
	2,3	3,49	0,1147
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1465	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1843	
	Horas de vazio	0,0979	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2095	
	Hora cheia	0,1678	
	Hora vazio	0,0979	

**V.2 PERÍODOS HORÁRIOS NA RAM**

Os períodos horários de entrega de energia elétrica a clientes finais previstos no artigo 35.º do Regulamento Tarifário são diferenciados da seguinte forma:

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

<b>Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
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:

<b>Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM</b>			
<b>Período de hora legal de Inverno</b>		<b>Período de hora legal de Verão</b>	
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

Nos termos do artigo 35.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 ao operador de rede de distribuição pelo cliente ou pelo seu comercializador, mediante autorização prévia, 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 do Acesso às Redes e às Interligações, são os seguintes:

Ilha	(%)	Períodos horários (h)		
	Fator	Ponta	Cheias	Vazio
Madeira	$\gamma_{AT}^h$	0,39	0,36	0,32
	$\gamma_{MT}^h$	2,73	2,66	2,55
Porto Santo	$\gamma_{MT}^h$	2,10	2,16	2,19

### 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 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017” 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 do 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 do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, dos artigos 156.º, 191.º e 197.º do Regulamento Tarifário, aprova os parâmetros para a definição das tarifas.

Os valores dos parâmetros para a definição das tarifas a vigorar em 2015, estabelecidos no Regulamento Tarifário, são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	6,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 83.º
$\delta_{t-2}$	1,50	<i>Spread</i> de 2013, em pontos percentuais	-
$\delta_{t-1}$	1,50	<i>Spread</i> de 2014, em pontos percentuais	-
$r_{GS,t}$	6,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Global do Sistema, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 84.º
$VCE_{iURT,t}$	5 030	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2015 (em €/painel de subestação)	Art.º 88.º
$VCE_{iURT,t}$	395	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2015 (em €/km)	Art.º 88.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 88.º
$X_{VCEURT,t}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano $t$	Art.º 88.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CA,URT,t}$	6,40%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 88.º
$r_{CREf,URT,t}$	7,15%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 88.º
$\alpha_t$	85%	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, em 2015	Art.º 88.º
$r_{Ime,URT,t}$	7,15%	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, em 2015, em percentagem	Art.º 88.º
-	4,40%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2013	Art.º 92.º
$r_{URD,t}$	6,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 94.º
$FCE_{URD,AT/MT,t}$	24 337	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 94.º
$X_{FCE}$	2,5%	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 94.º
$VCE_{URD,AT/MT,t}$	0,001086	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por kWh	Art.º 94.º
$X_{VCE_{URD,i}}$	2,5%	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 94.º
$VCE_{URD,AT/MT,t}$	601	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 94.º
$X_{VCE_{URD,i}}$	2,5%	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 94.º
$FCE_{URD,BT,t}$	55 004	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 94.º
$X_{FCE}$	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,BT,t}$	0,005126	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em Euros por kWh	Art.º 94.º
$X_{VCE_{URD,i}}$	2,5%	Parâmetro $i$ associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$VCE_{URD,BT,t}$	18	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes de BT, em Euros por cliente	Art.º 94.º
$X_{VCE_{URD,i}}$	2,5%	Parâmetro $i$ associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em BT, em percentagem	Art.º 94.º
$\Delta r_1$	1,0%	Dedução à taxa de remuneração dos ativos fixos em BT ( $j=2$ ) afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica por excesso do limite de investimento fixado pela ERSE	Art.º 94.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{CVPRE,t}^{CR}$	6,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 96.º
$I_{CVVEE,t}^{CR}$	6,75%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 97.º
$FC_{NT,t}$	61	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$X_{C,F,NT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 100.º
$V_{C,NT,t}$	214,452	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em Euros por consumidor	Art.º 100.º
$X_{C,V,NT,t}$	3,5%	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 100.º
$O_{C,NT,t}$	24	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em NT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$FC_{BTE,t}$	21	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 100.º
$X_{C,F,BTE,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 100.º
$V_{C,BTE,t}$	60,558	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em Euros por consumidor	Art.º 100.º
$X_{C,V,BTE,t}$	3,5%	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 100.º
$O_{C,BTE,t}$	21	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BTE, em milhares de euros	Art.º 100.º
$FC_{BT,t}$	9 803	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em milhares de euros	Art.º 100.
$X_{C,F,BT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 100.
$V_{C,BT,t}$	13,160	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em Euros por consumidor	Art.º 100.
$X_{C,V,BT,t}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em percentagem	Art.º 100.
$O_{C,BT,t}$	3 921	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 100.º
$\delta_{t-2}$	1,5	<i>Spread</i> de 2013, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$\delta_{t-1}$	1,5	<i>Spread</i> de 2014, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_t^{AGS}$	6,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 102.º
$FC_t^{AGS}$	11 761	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 102.º
$X_{FC}^{AGS}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 102.º
$r_t^D$	6,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 105.º
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 381	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 105.º
$FC_{BT,t}^D$	4 090	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 105.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	0,0045	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em euros por kWh	Art.º 105.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,0046	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em euros por kWh	Art.º 105.º
$VC_{iAT/MT,t}^D$	1,5646	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 105.º
$VC_{iBT,t}^D$	0,0169	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 105.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 105.º
$X_{VC_{ef,nc.,AT/MT,BT}}^D$	2,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 105.º
$r_t^C$	6,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 106.º
$F_{MT,t}^C$	148	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 106.º
$V_{iMT,t}^C$	194,19	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em euros por cliente	Art.º 106.º
$F_{BT,t}^C$	3 086	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 106.º
$V_{iBT,t}^C$	25,46	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em euros por cliente	Art.º 106.º
$X_{F_{MT}^C e BT}^C$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 106.º
$X_{V_{MT}^C e BT}^C$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 106.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_t^{MAGS}$	6,40%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 110.º
$FC_t^{MAGS}$	12 666	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 110.º
$X_{FC}^{MAGS}$	2,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 110.º
$r_t^{MD}$	6,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 113.º
$FC_{AT/MT,t}^{MD}$	2 426	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 113.º
$FC_{BT,t}^{MD}$	6 579	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 113.º
$VC_{AT/MT,t}^{MD}$	0,006239	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em MT, em euros por KWh	Art.º 113.º
$VC_{BT,t}^{MD}$	0,005526	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em euros por KWh	Art.º 113.º
$VC_{iAT/MT,t}^{MD}$	4,00648	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 113.º
$VC_{iBT,t}^{MD}$	0,024139	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 113.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^{MD}$	4,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 113.º
$X_{VC_i, AT/MT e BT}^{MD}$	4,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 113.º
$r_t^{MC}$	6,75%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2015, em percentagem	Art.º 114.º
$F_{MT,t}^{MC}$	226	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$V_{MT,t}^{MC}$	746,89	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em euros por cliente	Art.º 114.º
$F_{BT,t}^{MC}$	2 039	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$V_{BT,t}^{MC}$	14,97	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em euros por cliente	Art.º 114.º
$X_{F_{MT e BT}}^{MC}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{V_{MT e BT}}^{MC}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 114.º
$V_{p,t-2}$	0,04365	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 121.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\alpha_{RI,t}$	50,0%	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 126.º
$\beta_{RI,k,t}$	25%+10pp/ ano	Parâmetro para limitação do valor representativo do acréscimo do custo com capital no ano t, associado ao projeto k	Art.º 126.º
$\Delta r_{RI,t}$	1,0%	Valor representativo do acréscimo da taxa de remuneração para projetos aceites como rede inteligente	Art.º 126.º
$T_{RI}$	6	Período de vigência do incentivo ao investimento em rede inteligente, por projeto	Art.º 126.º
$\alpha$	0,0%	Parâmetro de controlo da rendibilidade dos ativos definidos para o período regulatório	Art.º 133.º

## VII PARÂMETROS DO MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2015-2017 são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2015}$	0,000134×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2015, expressa em kWh	Art.º 124.º
$END_{REF\ 2016}$	0,000133×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2016, expressa em kWh	Art.º 124.º
$END_{REF\ 2017}$	0,000134×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2017, expressa em kWh	Art.º 124.º
$\Delta V$	0,12x $END_{REF}$	Valor de variação da $END_{REF}$ , expressa em kWh	Art.º 124.º
VEND	3,0	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 124.º
$RQS1_{máx}$	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º
$RQS1_{mín}$	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2015}$	650,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2015, expresso em minutos	Art.º 124.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2016}$	620,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2016, expresso em minutos	Art.º 124.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2017}$	590,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2017, expresso em minutos	Art.º 124.º
$\Delta S$	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% <sub>REF</sub> , expresso em minutos	Art.º 124.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 124.º
$RQS2_{máx}$	1 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º
$RQS2_{mín}$	1 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 124.º



### VIII PARÂMETROS DO MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2015-2017

Os valores dos parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período regulatório 2015-2017 são os seguintes:

Parâmetro	Valor	Descrição	RT
$Idis_{máx}$	0	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte, expresso em euros	Art.º 131.º
$Idis_{mín}$	0	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte, expresso em euros	Art.º 131.º
$Tcd_{REF}$	97,5%	Taxa combinada de disponibilidade de referência no ano t-2, expressa em percentagem	Art.º 131.º
$\Delta V$	0%	Valor de variação da taxa combinada de disponibilidade, expressa em percentagem	Art.º 131.º
$Vdis$	0	Valorização da taxa combinada de disponibilidade no ano t-2, expressa em euros	Art.º 131.º
$\alpha$	0,75	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência	Art.º 131.º

### IX 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 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário e 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 do Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, do artigo 61º e 73º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, artigo 4º do Decreto-Lei n.º 257-B/2006, de 8 de outubro, artigo 2º do Decreto-Lei n.º 165/2008, artigo 4º do Decreto-lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, artigo 17º da Portaria n.º 251/2012 de 20 de agosto e artigos 7.º, 8.º, 9.º, 90.º, 109.º e 117.º do Regulamento Tarifário, aprova os valores associados às transferências entre entidades do SEN.

**IX.1 TRANSFERÊNCIAS DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT****IX.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) e para as entidades cessionárias (Caixa Geral de Depósitos e Banco Comercial Português), dos custos com a convergência tarifária, são os seguintes:

**TRANSFERÊNCIAS DA REN PARA O BANCO COMERCIAL PORTUGUÊS E PARA A CAIXA GERAL DE DEPÓSITOS**

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2015		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Fevereiro	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Março	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Abril	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Mai	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Junho	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Julho	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Agosto	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Setembro	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Outubro	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Novembro	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
Dezembro	181 477	181 477	362 954,00	333 243	333 243	666 487	514 720	514 720	1 029 441
<b>Total</b>	<b>2 177 724</b>	<b>2 177 724</b>	<b>4 355 448</b>	<b>3 998 921</b>	<b>3 998 921</b>	<b>7 997 842</b>	<b>6 176 645</b>	<b>6 176 645</b>	<b>12 353 290</b>

**TRANSFERÊNCIAS DA REN PARA A EDA**

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2015
Janeiro	4 196 591
Fevereiro	4 196 591
Março	4 196 591
Abril	4 196 591
Mai	4 196 591
Junho	4 196 591
Julho	4 196 591
Agosto	4 196 591
Setembro	4 196 591
Outubro	4 196 591
Novembro	4 196 591
Dezembro	4 196 591
<b>Total</b>	<b>50 359 094</b>

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	135 721
Fevereiro	135 721
Março	135 721
Abril	135 721
Maio	135 721
Junho	135 721
Julho	135 721
Agosto	135 721
Setembro	135 721
Outubro	135 721
Novembro	135 721
Dezembro	135 721
<b>Total</b>	<b>1 628 647</b>

## IX.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) e para as entidades cessionárias (Caixa Geral de Depósitos e Banco Comercial Português), dos custos com a convergência tarifária, são os seguintes:

## TRANSFERÊNCIAS DA REN PARA O BANCO COMERCIAL PORTUGUÊS E PARA A CAIXA GERAL DE DEPÓSITOS

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2015		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Fevereiro	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Março	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Abril	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Maio	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Junho	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Julho	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Agosto	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Setembro	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Outubro	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Novembro	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
Dezembro	66 346	66 346	132 691,80	220 446	220 446	440 892	286 792	286 792	573 584
<b>Total</b>	796 151	796 151	1 592 302	2 645 354	2 645 354	5 290 709	3 441 505	3 441 505	6 883 010

## TRANSFERÊNCIAS DA REN PARA A EEM

Unidade: EUR

Custo com a  
convergência tarifária  
de 2015

Janeiro	3 065 974
Fevereiro	3 065 974
Março	3 065 974
Abril	3 065 974
Maio	3 065 974
Junho	3 065 974
Julho	3 065 974
Agosto	3 065 974
Setembro	3 065 974
Outubro	3 065 974
Novembro	3 065 974
Dezembro	3 065 974
<b>Total</b>	<b>36 791 691</b>

Unidade: EUR

Tarifa social

Janeiro	179 795
Fevereiro	179 795
Março	179 795
Abril	179 795
Maio	179 795
Junho	179 795
Julho	179 795
Agosto	179 795
Setembro	179 795
Outubro	179 795
Novembro	179 795
Dezembro	179 795
<b>Total</b>	<b>2 157 543</b>

## IX.1.3 TRANSFERÊNCIAS DA REN PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

## TRANSFERÊNCIAS NO ÂMBITO DA TARIFA SOCIAL

Unidade: EUR

Tarifa Social (valor líquido a transferir em 2015)							
Centrais com Incentivo		Centrais com CMEC/CAE				Restantes centrais	
<b>EDP Produção</b>	<b>77 774</b>	<b>EDP Produção</b>	<b>-10 320 141</b>	<b>Turbogás</b>	<b>-2 640 727</b>	<b>EDP Produção</b>	<b>-10 096 568</b>
Janeiro	6 481	Janeiro	-860 012	Janeiro	-220 061	Janeiro	-841 381
Fevereiro	6 481	Fevereiro	-860 012	Fevereiro	-220 061	Fevereiro	-841 381
Março	6 481	Março	-860 012	Março	-220 061	Março	-841 381
Abril	6 481	Abril	-860 012	Abril	-220 061	Abril	-841 381
Maio	6 481	Maio	-860 012	Maio	-220 061	Maio	-841 381
Junho	6 481	Junho	-860 012	Junho	-220 061	Junho	-841 381
Julho	6 481	Julho	-860 012	Julho	-220 061	Julho	-841 381
Agosto	6 481	Agosto	-860 012	Agosto	-220 061	Agosto	-841 381
Setembro	6 481	Setembro	-860 012	Setembro	-220 061	Setembro	-841 381
Outubro	6 481	Outubro	-860 012	Outubro	-220 061	Outubro	-841 381
Novembro	6 481	Novembro	-860 012	Novembro	-220 061	Novembro	-841 381
Dezembro	6 481	Dezembro	-860 012	Dezembro	-220 061	Dezembro	-841 381
<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>0</b>	<b>EDP Produção (Iberdrola)</b>	<b>95 598</b>	<b>Tejo Energia</b>	<b>-1 534 246</b>	<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>-1 393 476</b>
Janeiro	0	Janeiro	7 966	Janeiro	-127 854	Janeiro	-116 123
Fevereiro	0	Fevereiro	7 966	Fevereiro	-127 854	Fevereiro	-116 123
Março	0	Março	7 966	Março	-127 854	Março	-116 123
Abril	0	Abril	7 966	Abril	-127 854	Abril	-116 123
Maio	0	Maio	7 966	Maio	-127 854	Maio	-116 123
Junho	0	Junho	7 966	Junho	-127 854	Junho	-116 123
Julho	0	Julho	7 966	Julho	-127 854	Julho	-116 123
Agosto	0	Agosto	7 966	Agosto	-127 854	Agosto	-116 123
Setembro	0	Setembro	7 966	Setembro	-127 854	Setembro	-116 123
Outubro	0	Outubro	7 966	Outubro	-127 854	Outubro	-116 123
Novembro	0	Novembro	7 966	Novembro	-127 854	Novembro	-116 123
Dezembro	0	Dezembro	7 966	Dezembro	-127 854	Dezembro	-116 123
						<b>Endesa</b>	<b>-2 096 161</b>
						Janeiro	-174 680
						Fevereiro	-174 680
						Março	-174 680
						Abril	-174 680
						Maio	-174 680
						Junho	-174 680
						Julho	-174 680
						Agosto	-174 680
						Setembro	-174 680
						Outubro	-174 680
						Novembro	-174 680
						Dezembro	-174 680
<b>Total Tarifa Social</b>					<b>-27 907 948</b>		

Nota: O valor das centrais com CMEC EDP Produção/Iberdrola (Aguieira e Raiva) diz respeito a ajustamentos do ano 2013.

## IX.1.4 TRANSFERÊNCIAS DA REN PARA A EDP DISTRIBUIÇÃO

Unidade: EUR	
Tarifa social	
Janeiro	2 325 662
Fevereiro	2 325 662
Março	2 325 662
Abril	2 325 662
Mai	2 325 662
Junho	2 325 662
Julho	2 325 662
Agosto	2 325 662
Setembro	2 325 662
Outubro	2 325 662
Novembro	2 325 662
Dezembro	2 325 662
<b>Total</b>	<b>27 907 948</b>

## IX.1.5 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Dando cumprimento ao estabelecido, os valores transferidos dos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida para operador de rede de transporte, no âmbito do mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho serão transferidos do operador da rede de transporte para o comercializador de último recurso em duodécimos.

## IX.2 TRANSFERÊNCIAS PARA O OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

Dando cumprimento ao estabelecido no Despacho n.º 12597-A/2014 e no Despacho n.º 12597-B/2014, do Gabinete do Secretário de Estado da Energia, os valores a transferir para a REN, no total de 114 376 430 € no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN, para redução do diferencial de custo CAE referente a 2015 são os seguintes:

- 64 376 430 euros do montante disponível do valor do equilíbrio económico-financeiro e respetivos proveitos financeiros resultantes da transmissão pela entidade concessionária da RNT dos direitos de utilização do domínio público hídrico a favor das empresas titulares dos centros electroprodutores.
- 50 000 000 euros decorrente da contribuição extraordinária sobre o setor energético alocados à cobertura de encargos decorrentes da redução da dívida tarifária do SEN a transferir pelo Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Sector Energético (FSSSE).

Unidade: EUR

	Contribuição extraordinária sobre o setor energético em 2015	Montantes associados ao reequilíbrio económico-financeiro em 2015
Janeiro	4 166 667	
Fevereiro	4 166 667	
Março	4 166 667	
Abril	4 166 667	
Maior	4 166 667	
Junho	4 166 667	
Julho	4 166 667	
Agosto	4 166 667	
Setembro	4 166 667	
Outubro	4 166 667	
Novembro	4 166 667	
Dezembro	4 166 667	
<b>Total</b>	<b>50 000 000</b>	<b>64 376 430</b>

### IX.3 TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

#### IX.3.1 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	Diferencial extinção tarifas	Sustentabilidade mercados	Sobreprovento	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Fevereiro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Março	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Abril	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Maior	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Junho	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Julho	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Agosto	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Setembro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Outubro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Novembro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
Dezembro	54 414 760	2 197 670	-9 043 614	-291 201	47 277 615	-44 436	47 233 179
<b>Total</b>	<b>652 977 121</b>	<b>26 372 046</b>	<b>-108 523 372</b>	<b>-3 494 410</b>	<b>567 331 385</b>	<b>-533 232</b>	<b>566 798 152</b>

Os valores estimados relativos ao alisamento quinquenal do valor dos sobrecustos da PRE são os que se seguem:

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

	Diferimento PRE				
	T2015	T2016	T2017	T2018	T2019
<b>PRE<sup>1</sup></b>					
anuidade	821 109	824 916	681 756	495 061	249 835
Amortização capital	680 952	721 114	616 459	461 307	238 336
juros	140 157	103 802	65 297	33 754	11 499
valor a abater aos pp					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-314 445</b>	<b>824 916</b>	<b>681 756</b>	<b>495 061</b>	<b>249 835</b>
<b>PRE<sup>2</sup></b>					
anuidade	507 508	633 857	494 062	314 172	152 553
Amortização capital	409 227	558 717	449 483	293 014	145 532
juros	98 282	75 140	44 579	21 158	7 021
valor a abater aos pp					
<b>Alisamento quinquenal</b>	<b>-61 854</b>	<b>633 857</b>	<b>494 062</b>	<b>314 172</b>	<b>152 553</b>

Notas: PRE<sup>1</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

PRE<sup>2</sup> - Produção em Regime Especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

#### IX.3.2 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS DO DÉFICE TARIFÁRIO DE 2006 E 2007 DO CONTINENTE, SUPORTADO PELA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

Os valores mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição (EDP Distribuição) para os bancos cessionários do défice tarifário de 2006 e 2007 do Continente, Banco Comercial Português e Caixa Geral de Depósitos, são os seguintes:

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2015	
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português
Janeiro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Fevereiro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Março	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Abril	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Maió	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Junho	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Julho	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Agosto	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Setembro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Outubro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Novembro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
Dezembro	590 806	590 806	1 181 611	224 237	224 237	448 474	815 043	815 043
<b>Total</b>	<b>7 089 667</b>	<b>7 089 667</b>	<b>14 179 334</b>	<b>2 690 844</b>	<b>2 690 844</b>	<b>5 381 688</b>	<b>9 780 511</b>	<b>9 780 511</b>



## IX.3.3 TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA A TAGUS – SOCIEDADE DE TITULARIZAÇÃO DE CRÉDITOS, S.A..

## IX.3.3.1 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	8 489 250
Fevereiro	8 489 250
Março	8 489 250
Abril	8 489 250
Maio	8 489 250
Junho	8 489 250
Julho	8 489 250
Agosto	8 489 250
Setembro	8 489 250
Outubro	8 489 250
Novembro	8 489 250
Dezembro	8 489 250
<b>Total</b>	<b>101 870 997</b>

## IX.3.3.2 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	2 977 761
Fevereiro	2 977 761
Março	2 977 761
Abril	2 977 761
Maio	2 977 761
Junho	2 977 761
Julho	2 977 761
Agosto	2 977 761
Setembro	2 977 761
Outubro	2 977 761
Novembro	2 977 761
Dezembro	2 977 761
<b>Total</b>	<b>35 733 132</b>

IX.3.4 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 2012

IX.3.4.1 TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA O BANCO COMERCIAL PORTUGUÊS

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2012		Renda do sobrecusto da PRE em 2014	
Janeiro	8 324 667	Janeiro	4 077 779
Fevereiro	8 324 667	Fevereiro	4 077 779
Março	8 324 667	Março	4 077 779
Abril	8 324 667	Abril	4 077 779
Mai	8 324 667	Mai	4 077 779
Junho	8 324 667	Junho	4 077 779
Julho	8 324 667	Julho	4 077 779
Agosto	8 324 667	Agosto	4 077 779
Setembro	8 324 667	Setembro	4 077 779
Outubro	8 324 667	Outubro	4 077 779
Novembro	8 324 667	Novembro	4 077 779
Dezembro	8 324 667	Dezembro	4 077 779
<b>Total</b>	<b>99 896 006</b>	<b>Total</b>	<b>48 933 348</b>

## IX.3.4.2

## TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA O BANCO SANTANDER TOTTA

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2012		Renda do sobrecusto da PRE em 2013	
Janeiro	3 620 557	Janeiro	3 307 084
Fevereiro	3 620 557	Fevereiro	3 307 084
Março	3 620 557	Março	3 307 084
Abril	3 620 557	Abril	3 307 084
Maiο	3 620 557	Maiο	3 307 084
Junho	3 620 557	Junho	3 307 084
Julho	3 620 557	Julho	3 307 084
Agosto	3 620 557	Agosto	3 307 084
Setembro	3 620 557	Setembro	3 307 084
Outubro	3 620 557	Outubro	3 307 084
Novembro	3 620 557	Novembro	3 307 084
Dezembro	3 620 557	Dezembro	3 307 084
<b>Total</b>	<b>43 446 688</b>	<b>Total</b>	<b>39 685 008</b>

## IX.3.4.3

## TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA A TAGUS

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2012		Renda do sobrecusto da PRE em 2013	
Janeiro	11 080 318	Janeiro	17 312 911
Fevereiro	11 080 318	Fevereiro	17 312 911
Março	11 080 318	Março	17 312 911
Abril	11 080 318	Abril	17 312 911
Maiο	11 080 318	Maiο	17 312 911
Junho	11 080 318	Junho	17 312 911
Julho	11 080 318	Julho	17 312 911
Agosto	11 080 318	Agosto	17 312 911
Setembro	11 080 318	Setembro	17 312 911
Outubro	11 080 318	Outubro	17 312 911
Novembro	11 080 318	Novembro	17 312 911
Dezembro	11 080 318	Dezembro	17 312 911
<b>Total</b>	<b>132 963 816</b>	<b>Total</b>	<b>207 754 936</b>

IX.3.4.4

TRANSFERÊNCIAS DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA O BANCO COMERCIAL PORTUGUÊS, S.A.

Unidade: EUR

Renda anual

Janeiro	6 882 574
Fevereiro	6 882 574
Março	6 882 574
Abril	6 882 574
Maior	6 882 574
Junho	6 882 574
Julho	6 882 574
Agosto	6 882 574
Setembro	6 882 574
Outubro	6 882 574
Novembro	6 882 574
Dezembro	6 882 574
Total	82 590 886

## IX.4 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2013 E 2014

## VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2013 E 2014 INCLUIDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2015 DA REN TRADING

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2015	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Juros do ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Ajustamento do ano de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2014	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2014	Ajustamento provisório do ano de 2014 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2) = [(1) x (1+2013) x (1+2014)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+2013)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)+(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+2014)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	-9 677	-394	-13 411	-268	3 607	-22 662	-452	-23 114	-19 507
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>-9 677</b>	<b>-394</b>	<b>-13 411</b>	<b>-268</b>	<b>3 607</b>	<b>-22 662</b>	<b>-452</b>	<b>-23 114</b>	<b>-19 507</b>

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

## VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2013 E 2014 INCLUIDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2015 DA REN

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2015	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Juros do ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Acerto do CAPEX de 2014 em tarifas de 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2) = [(1) x (1+2013) x (1+2014)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+2013)-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-43 698	-1 779	537	11		183	-46 208	158	-46 050
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	42 079	1 713			1 000	19 388	23 404	19 009	42 413
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>-1 619</b>	<b>-66</b>	<b>537</b>	<b>11</b>	<b>1 000</b>	<b>19 571</b>	<b>-22 804</b>	<b>19 167</b>	<b>-3 637</b>

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

## VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2013 E 2014 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2015 DA EDP DISTRIBUIÇÃO

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2015	Ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2012 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Acerto do CAPEX de 2013 em tarifas de 2014	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2014
	(1)	(2) = [(1) x (1+2012)x (1+2013)-1]	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6) = (4)+(5)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-102 557	-4 176		-106 733		-106 733
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 310	53	33 585	-32 222	52 953	20 731
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>-101 248</b>	<b>-4 123</b>	<b>33 585</b>	<b>-138 955</b>	<b>52 953</b>	<b>-86 002</b>

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

## VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2013 E 2014 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2015 DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2014	Ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2012	Ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Juros do ajustamento provisório calculado em 2012 e incluído nas tarifas de 2013	Ajustamento do ano de 2012 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2013	Ajustamento provisório do ano de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2014	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2014
	(1)	(2) = [(1) x (1+2012) x (1+2013)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+2013)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(5)+(6) x (1+2012)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-374 961	-15 267	-135 904	-2 711	-251 613	-38 562	-769	-39 331	-290 944
Sobrecusto da PRE	-550 889	-22 431	-421 740	-8 414	-143 165	-251 289	-5 014	-256 303	-399 468
CVEE	176 818	7 200	285 836	5 703	-107 521	212 727	4 244	216 971	109 451
Ajustamento da aditividade tarifária	-891	-36			-927				-927
Comercialização (C)	-6 949	-283			-7 232				-7 232
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>-381 910</b>	<b>-15 550</b>	<b>-135 904</b>	<b>-2 711</b>	<b>-258 845</b>	<b>-38 562</b>	<b>-769</b>	<b>-39 331</b>	<b>-298 177</b>

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

## VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2013 E 2014 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2015 DA EDA

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Acerto do CAPEX de 2014 em tarifas de 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	7 191	293	-2 627	4 857	2 165	7 022
Distribuição de Energia Elétrica	3 516	143	-2 600	1 059	3 537	4 596
Comercialização de Energia Elétrica	-165	-7	-19	-191	88	-103
<b>EDA</b>	<b>10 541</b>	<b>429</b>	<b>-5 245</b>	<b>5 725</b>	<b>5 790</b>	<b>11 515</b>

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

## VALOR DOS AJUSTAMENTOS DE 2013 E 2014 INCLUÍDOS NOS PROVEITOS PERMITIDOS DE 2015 DA EEM

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2013	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2013 a recuperar(-) a devolver (+) em 2015	Acerto do CAPEX de 2014 em tarifas de 2015	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	10 288	419	-2 570	8 137	5 089	13 226
Distribuição de Energia Elétrica	2 183	89	-3 176	-904	2 702	1 798
Comercialização de Energia Elétrica	-66	-3	-38	-107	53	-53
<b>EEM</b>	<b>12 406</b>	<b>505</b>	<b>-5 785</b>	<b>7 126</b>	<b>7 844</b>	<b>14 970</b>

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

## X SERVIÇO DA DÍVIDA

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário e 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 do 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, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 257-B/2006, de 8 de outubro e artigo 2.º, n.º 7 do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, e artigo 185.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 2015.

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 215-A/2012 de 8 de outubro.



## Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2014	Juros 2015	Amortização 2015	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2015	Saldo em dívida em 2015
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>36 541 955</b>	<b>258 352</b>	<b>12 094 939</b>	<b>12 353 291</b>	<b>24 447 016</b>
Convergência tarifária de 2006	12 883 742	91 088	4 264 360	4 355 448	8 619 381
Convergência tarifária de 2007	23 658 213	167 264	7 830 579	7 997 842	15 827 635
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>20 360 463</b>	<b>143 948</b>	<b>6 739 064</b>	<b>6 883 012</b>	<b>13 621 400</b>
Convergência tarifária de 2006	4 710 150	33 301	1 559 002	1 592 303	3 151 148
Convergência tarifária de 2007	15 650 313	110 648	5 180 062	5 290 709	10 470 251
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>4 316 829 380</b>	<b>186 289 823</b>	<b>1 026 726 994</b>	<b>1 213 016 817</b>	<b>4 801 253 341</b>
<b>BCP e CGD</b>	<b>57 862 962</b>	<b>409 091</b>	<b>19 151 931</b>	<b>19 561 022</b>	<b>38 711 031</b>
Défice de BT de 2006	41 943 527	296 541	13 882 793	14 179 334	28 060 734
Continente	40 307 704	284 975	13 341 356	13 626 331	26 966 348
Regiões Autónomas	1 635 823	11 565	541 437	553 003	1 094 386
Défice de BTn de 2007	15 919 435	112 550	5 269 138	5 381 688	10 650 287
Continente	15 297 808	108 156	5 063 387	5 171 542	10 234 421
Regiões Autónomas	621 627	4 395	205 751	210 146	415 876
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2012</b>	<b>516 450 078</b>	<b>32 639 645</b>	<b>250 315 082</b>	<b>282 954 727</b>	<b>266 134 995</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>12 134 352</b>	<b>766 891</b>	<b>5 881 326</b>	<b>6 648 217</b>	<b>6 253 026</b>
<b>BCP</b>	<b>182 330 581</b>	<b>11 523 293</b>	<b>88 372 713</b>	<b>99 896 006</b>	<b>93 957 868</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
<b>Santander</b>	<b>79 299 066</b>	<b>5 011 701</b>	<b>38 434 987</b>	<b>43 446 688</b>	<b>40 864 078</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
<b>Tagus, SA</b>	<b>242 686 079</b>	<b>15 337 760</b>	<b>117 626 056</b>	<b>132 963 816</b>	<b>125 060 023</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012					
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2013</b>	<b>982 689 781</b>	<b>57 445 112</b>	<b>309 139 740</b>	<b>366 584 853</b>	<b>673 550 041</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>319 387 130</b>	<b>18 670 419</b>	<b>100 474 480</b>	<b>119 144 908</b>	<b>218 912 640</b>
<b>Santander</b>	<b>106 382 060</b>	<b>6 218 778</b>	<b>33 466 230</b>	<b>39 685 008</b>	<b>72 915 830</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
<b>Tagus, SA</b>	<b>556 920 591</b>	<b>32 555 916</b>	<b>175 199 020</b>	<b>207 754 936</b>	<b>381 721 571</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013					
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2014</b>	<b>1 533 877 825</b>	<b>69 885 493</b>	<b>336 959 826</b>	<b>406 845 319</b>	<b>1 196 917 999</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>1 359 652 884</b>	<b>61 480 011</b>	<b>296 431 980</b>	<b>357 911 971</b>	<b>1 063 220 923</b>
<b>BCP</b>	<b>174 224 941</b>	<b>8 405 482</b>	<b>40 527 865</b>	<b>48 933 348</b>	<b>133 697 076</b>
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014					
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2015</b>					<b>1 511 150 955</b>
<b>Tagus, SA (*)</b>	<b>1 225 948 735</b>	<b>26 443 714</b>	<b>111 160 415</b>	<b>137 604 129</b>	<b>1 114 788 320</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	907 593 551	19 576 793	82 294 204	101 870 997	825 299 346
Sobrecusto da PRE 2009	318 355 184	6 866 921	28 866 211	35 733 132	289 488 974
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-533 232</b>	<b>0</b>	<b>-533 232</b>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-533 232	0	-533 232	0
<b>EDP Distribuição</b>	<b>315 781 787</b>	<b>26 527 021</b>	<b>74 912 368</b>	<b>101 439 390</b>	<b>240 869 418</b>
<b>BCP</b>	<b>74 912 368</b>	<b>7 678 518</b>	<b>74 912 368</b>	<b>82 590 886</b>	<b>0</b>
Parcela de acerto de 2011					
<b>EDP Distribuição</b>	<b>240 869 418</b>	<b>18 848 503</b>		<b>18 848 503</b>	<b>240 869 418</b>
Parcela de acerto de 2012					
<b>Total</b>	<b>4 689 513 585</b>	<b>213 219 145</b>	<b>1 120 473 365</b>	<b>1 333 692 509</b>	<b>5 080 191 175</b>

## XI PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

Nos termos e com os fundamentos da “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017” e respetivos anexos, considerando ainda o parecer do Conselho Tarifário e os comentários recebidos das 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 do 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 do 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 e os artigos 7.º, 34.º, 35.º e 46.º do Regulamento de Qualidade de Serviço, aprova os valores dos preços dos serviços regulados.

**XI.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 XI.1.1, XI.1.2 e XI.1.3.

**XI.1.1 PORTUGAL CONTINENTAL****XI.1.1.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA**

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

<b>Clientes</b>	<b>Horário</b>	<b>Valor (EUR)</b>
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,07
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	27,21
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,65

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.

**XI.1.1.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA**

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

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

2. Os prazos referidos no quadro anterior são prazos contínuos.

**XI.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:

<b>Cliente</b>	<b>Valor (EUR)</b>
BTE	104,15
BTN	46,97

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

XI.1.1.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO 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	<b>Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:</b>	
	Interrupção	271,45
	Restabelecimento	271,45
	<b>Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):</b>	
	Interrupção	1 927,95
	Restabelecimento	1 927,95
AT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>	
	Interrupção	88,59
	Restabelecimento	88,59
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>	
	Interrupção	775,50
	Restabelecimento	775,50
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>	
	Interrupção	59,90
	Restabelecimento	103,92
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>	
	Interrupção	245,03
	Restabelecimento	245,03
BTE	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>	
	Interrupção	11,59
	Restabelecimento	11,59
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,94

Cliente	Serviços	Valor (EUR)
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	32,67
	Restabelecimento	32,67
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,31
	Restabelecimento	56,31
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	48,59
BTN	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>	
	Interrupção	11,59
	Restabelecimento	11,59
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,94
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	13,91
	Restabelecimento	13,91
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,31
	Restabelecimento	56,31
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	23,97

- Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.
- O restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado nos prazos máximos estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

#### XI.1.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

##### XI.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

- Os preços a cobrar pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica na RAA, nos termos do artigo 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)	10,28
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,56
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,28
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,56
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71

- 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.

## XI.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 do artigo 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.

## XI.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 no artigo 293.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Valor (EUR)
BTE	104,15
BTN	46,97

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

## XI.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	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>	
	Interrupção	61,69
	Restabelecimento	61,69
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>	
	Interrupção	205,65
	Restabelecimento	205,65
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>	
	Interrupção	15,43
	Restabelecimento	15,43
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	25,71
	Restabelecimento	25,71
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	30,85
	Restabelecimento	30,85
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	57,65
	Restabelecimento	57,65
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>	
	Interrupção	61,69
	Restabelecimento	61,69
<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica</b>		
Clientes em BTE		
Clientes em BTN	22,63	
	21,32	

- Aos valores constantes do quadro anterior é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.
- O restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efetuado nos prazos máximos estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

#### XI.1.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)

##### XI.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

- Os preços a cobrar pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica na RAM, nos termos do artigo 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)	10,28
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,56
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,07
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,51
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,71

- 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.

#### XI.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora na RAM, nos termos do artigo 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

- Os prazos referidos no quadro anterior são prazos contínuos.

#### XI.1.3.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

- Os valores dos preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais na RAM, previstos no artigo 293.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte:

Cliente	Valor (EUR)
BTE	104,15
BTN	46,97

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

## XI.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 309.º do Regulamento de Relações Comerciais, são os constantes do quadro seguinte.

Cliente	Serviços	Valor (EUR)
AT e MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b>	
	Interrupção	61,69
	Restabelecimento	61,69
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b>	
	Interrupção	205,65
	Restabelecimento	205,65
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b>	
	BTN	
	Interrupção	11,43
	Restabelecimento	11,43
	BTE	
	Interrupção	15,43
	Restabelecimento	15,43
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b>	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	25,68
	Restabelecimento	25,68
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	30,85
	Restabelecimento	30,85
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	74,26
	Restabelecimento	74,26
<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>		
Interrupção	77,12	
Restabelecimento	77,12	
<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica</b>		
Clientes em BTE		
Clientes em BTN	22,63	
	21,28	

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.



**XI.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO**

Os preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) são apresentados nos capítulos XI.2.1 a XI.2.4.

**XI.2.1 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL – PORTUGAL CONTINENTAL E REGIÕES AUTÓNOMAS**

No que respeita à qualidade de serviço de âmbito comercial, o RQS não define quantias a cobrar pela execução de serviços deste âmbito, sendo definido, porém, o direito à compensação por incumprimento de determinados indicadores individuais. O artigo 55.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) prevê a publicação pela ERSE, em Diretiva, do valor da compensação a pagar por cada incumprimento de indicador individual de natureza comercial, nos termos do RQS. Este valor, aplicável a todo o território nacional, é o constante do quadro seguinte.

Cliente	Valor (EUR)
<b>BTN, BTE e MT</b>	20,00

**XI.2.2 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.

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

1. Os valores limite previstos no artigo 43.º do Regulamento da Qualidade de Serviço são os constantes do quadro seguinte.

Cliente	Valor (EUR)
<b>BTN</b>	22,72
<b>BTE</b>	194,03
<b>MT</b>	1 797,27
<b>AT</b>	6 155,22
<b>MAT</b>	6 155,22

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.

## XI.2.3 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA – REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

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

1. Os valores limite previstos no artigo 43.º do Regulamento da Qualidade de Serviço são os constantes do quadro seguinte.

Cliente	Valor (EUR)
<b>BTN</b>	22,72
<b>BTE</b>	194,03
<b>MT</b>	1 797,27

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.

## XI.2.4 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA – REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)

## XI.2.4.1 VALOR LIMITE A PAGAR PELOS CLIENTES RELATIVO À VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

1. Os valores limite previstos no artigo 43.º do Regulamento da Qualidade de Serviço são os constantes do quadro seguinte.

Cliente	Valor (EUR)
<b>BTN</b>	22,72
<b>BTE</b>	194,03
<b>MT</b>	1 797,27

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.