

**PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O  
PERÍODO 2012 A 2014**

dezembro 2011

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>CUSTO DE CAPITAL</b>	<b>3</b>
2.1	Introdução	3
2.2	Período regulatório anterior	4
2.2.1	Metodologia aplicada	4
2.3	Abordagem metodológica para o novo período regulatório	7
2.3.1	CAPM	7
2.3.2	Estrutura da dívida	35
2.4	Custo capital para 2012-2014	38
2.4.1	REN e EDP distribuição	38
2.4.2	Regiões Autónomas	41
2.5	Metodologia de indexação	42
<b>3</b>	<b>PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA DA REN</b>	<b>45</b>
3.1	Base de custos operacionais para 2012 e fator de eficiência para o período 2012 a 2014	47
3.2	Incentivo à extensão da vida útil	55
3.3	Mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência	58
3.4	Interruptibilidade	59
3.5	Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT	60
3.5.1	Breve descrição do mecanismo de Incentivo ao Aumento da Disponibilidade dos Elementos da RNT	60
3.5.2	Definição dos parâmetros em vigor no período regulatório 2009-2011	62
3.5.2.1	Valor máximo do prémio e valor máximo da penalidade	62
3.5.2.2	Taxa combinada de disponibilidade de referência	62
3.5.2.3	Variação em torno de $TcdREF$ que determina valor nulo do incentivo	63
3.5.2.4	Valorização da taxa combinada de disponibilidade	63
3.5.2.5	Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média	63
3.5.3	Aplicação do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT entre 2009 e Agosto de 2011	64
3.5.4	Parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período regulatório de 2012-2014	64
<b>4</b>	<b>PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EDP DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>67</b>
4.1	Introdução	67
4.2	Caracterização da atividade	68
4.2.1	Caracterização da atividade e relação entre indicadores	70
4.2.2	Comparação entre desempenho regulatório e real	74
4.3	Benchmarking	78

4.3.1	Enquadramento teórico .....	78
4.3.2	Estudo elaborado pela EDP .....	97
4.3.3	Estudo elaborado pelo regulador checo .....	99
4.3.4	Estudo da ERSE .....	100
4.3.5	Principais conclusões.....	109
4.4	Definição dos parâmetros .....	110
4.4.1	Base de custos e indutores de custos .....	111
4.4.2	Investimentos em redes inovadoras .....	117
4.5	Incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	119
4.5.1	Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	119
4.5.2	Evolução das perdas nas redes de distribuição.....	120
4.5.3	Evolução da valorização das perdas .....	121
4.5.4	Mecanismo em vigor para o período de regulação de 2012-2014 .....	122
4.5.5	Parâmetros do incentivo para o período regulatório de 2012-2014.....	123
4.6	Parâmetros do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período regulatório de 2012 - 2014.....	124
<b>5</b>	<b>PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL.....</b>	<b>131</b>
5.1	Enquadramento .....	131
5.2	Base de custos controláveis a considerar.....	133
5.3	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis .....	134
5.4	Repartição entre componente fixa e componente variável .....	135
5.5	Parâmetros associados à componente fixa e à componente variável para o período de regulação 2012-2014.....	136
<b>6</b>	<b>PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DA EDA.....</b>	<b>139</b>
6.1	Enquadramento .....	139
6.2	Atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema .....	140
6.2.1	Base de custos a considerar.....	140
6.2.2	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis .....	142
6.2.3	Parâmetros para o período de regulação 2012-2014 .....	143
6.3	Atividade de distribuição de energia elétrica.....	143
6.3.1	Base de custos controláveis a considerar.....	144
6.3.2	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis .....	145
6.3.3	Repartição entre a componente fixa e a componente variável.....	147
6.3.4	Parâmetros associados à componente fixa e à componente variável para o período de regulação 2012-2014 .....	147
6.4	Atividade de comercialização de energia elétrica .....	148
6.4.1	Base de custos controláveis a considerar.....	149
6.4.2	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis .....	150
6.4.3	Repartição entre a componente fixa e a componente variável.....	151
6.4.4	Parâmetros associados à componente fixa e à componente variável para o período de regulação 2012-2014 .....	151
<b>7</b>	<b>PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DA EEM.....</b>	<b>153</b>

7.1	Enquadramento .....	153
7.2	Atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema .....	154
7.2.1	Base de custos a considerar .....	155
7.2.2	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis .....	156
7.2.3	Parâmetros para o período de regulação 2012-2014 .....	159
7.3	Atividade de distribuição de energia elétrica.....	159
7.3.1	Base de custos controláveis a considerar.....	159
7.3.2	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis .....	161
7.3.3	Repartição entre a componente fixa e a componente variável.....	164
7.3.4	Parâmetros associados à componente fixa e à componente variável para o período de regulação 2012-2014 .....	164
7.4	Atividade de comercialização de energia elétrica .....	166
7.4.1	Base de custos controláveis a considerar.....	166
7.4.2	Metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis .....	167
7.4.3	Repartição entre a componente fixa e a componente variável.....	168
7.4.4	Parâmetros associados à componente fixa e à componente variável para o período de regulação 2012-2014 .....	168
<b>8</b>	<b>PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL .....</b>	<b>171</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>175</b>
	ANEXO I Artigos científicos.....	177
	ANEXO II Resumo do estudo “ <i>Benchmarking DSOs</i> ” elaborado pelo regulador checo, com a participação da ERSE .....	181

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1- Metodologias de definição do WACC dos reguladores europeus .....	5
Quadro 2-2 - Parâmetros utilizados para 2009 .....	6
Quadro 2-3 - Atualização dos parâmetros para Tarifas de 2011 .....	7
Quadro 2-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus .....	14
Quadro 2-5 - Prémios de risco aplicados pelos regulados europeus .....	23
Quadro 2-6 - Betas da EDP .....	27
Quadro 2-7 - Estimativa dos betas do ativo das atividades da EDP .....	30
Quadro 2-8 - Betas da REN .....	31
Quadro 2-9 - Estimativa do beta do ativo das atividades da REN .....	33
Quadro 2-10 - Betas do ativo definidos pelos reguladores europeus .....	34
Quadro 2-11 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus .....	36
Quadro 2-12 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital da REN para ativos não valorizados a custos de referência .....	40
Quadro 2-13 - Custo de capital da REN e <i>spreads</i> considerados sobre a taxa de juro sem risco .....	40
Quadro 2-14 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital de EDP Distribuição .....	41
Quadro 2-15 - Custo de capital da EDP Distribuição e <i>spreads</i> considerados sobre a taxa de juro sem risco .....	41
Quadro 3-1 - Fatores de eficiência associados ao mecanismo de custos incrementais para o período 2012-2014 .....	55
Quadro 3-2 – Aplicação do incentivo à vida útil no período 2009-2011 .....	56
Quadro 3-3 - Parâmetros a aplicar à manutenção em fim de vida útil .....	58
Quadro 3-4 – Parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período regulatório de 2012-2014 .....	65
Quadro 4-1 - Vantagens e desvantagens dos métodos paramétricos e não paramétricos .....	88
Quadro 4-2 - Dados do primeiro conjunto de amostra .....	102
Quadro 4-3 - Estatística descritiva das variáveis (conjunto das empresas) .....	102
Quadro 4-4 - Correlação entre variáveis .....	103
Quadro 4-5 - Resultados modelo 1 – Rendimentos constantes à escala .....	104
Quadro 4-6 - Resultados modelo 1 – Rendimentos variáveis à escala .....	104
Quadro 4-7- Resultados modelo 2 – Rendimentos constantes à escala .....	105
Quadro 4-8 - Resultados modelo 2 – Rendimentos variáveis à escala .....	106
Quadro 4-9 - Modelo 2 – <i>input</i> energia elétrica distribuída- rendimentos constantes à escala .....	106
Quadro 4-10 - Modelo 2 – <i>input</i> clientes - rendimentos constantes à escala .....	107
Quadro 4-11 - Modelo 2 – <i>Input</i> km rede - rendimentos constantes à escala .....	107
Quadro 4-12 - Ranking de eficiência considerando a energia elétrica distribuída ou o número de clientes .....	108
Quadro 4-13 - Ranking de eficiência considerando o comprimento da rede .....	108
Quadro 4-14 - Parâmetros para o período de regulação 2012-2014 .....	116

Quadro 4-15 - Valores de perdas de referência do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	120
Quadro 4-16 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição nos dois primeiros anos do período regulatório de 2009-2011.....	121
Quadro 4-17 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação de 2012-2014 .....	124
Quadro 4-18 - Determinação dos valores de $END_{REF}$ definidos para o período de regulação de 2012-2014.....	129
Quadro 4-19 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período de regulação de 2012-2014.....	130
Quadro 5-1 - Evolução do número de consumidores .....	132
Quadro 5-2 - Parâmetros para o período de regulação 2012-2014.....	137
Quadro 6-1 - Taxa de inflação.....	140
Quadro 6-2 - Parâmetros da AGS.....	143
Quadro 6-3 - Parâmetros da DEE em AT/MT .....	148
Quadro 6-4 - Parâmetros da DEE em BT .....	148
Quadro 6-5 - Parâmetros da CEE em MT.....	152
Quadro 6-6 - Parâmetros da CEE em BT .....	152
Quadro 7-1 - Taxa de inflação.....	154
Quadro 7-2 - Parâmetros da AGS para o atual período regulatório .....	159
Quadro 7-3 - Base de custos líquida de proveitos para 2012.....	161
Quadro 7-4 - Parâmetros da DEE em MT para o atual período regulatório .....	165
Quadro 7-5 - Parâmetros da DEE em BT para o atual período regulatório.....	166
Quadro 7-6 - Parâmetros da CEE em MT para o atual período regulatório .....	169
Quadro 7-7 - Parâmetros da CEE em BT para o atual período regulatório.....	170

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - <i>Yields</i> e das Obrigações do Tesouro e das Bund alemães com maturidades a 10 anos .....	9
Figura 2-2 - Evolução dos CDS da República Portuguesa .....	10
Figura 2-3 - <i>Yields</i> das Obrigações do Tesouro e das Bund alemães para diferentes maturidades ....	11
Figura 2-4 - Evolução das Bunds e das OT a 5 anos, entre 1996 e 2011 .....	12
Figura 2-5 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações dos países da Área do Euro com notação AAA.....	12
Figura 2-6 - Evolução da taxa de rendibilidade do PSI-20.....	15
Figura 2-7 - Prémio de risco de mercado por regiões e períodos.....	16
Figura 2-8 - CDSs da República Portuguesa e de várias empresas nacionais.....	17
Figura 2-9 - CDS de empresas europeias do setor elétrico.....	20
Figura 2-10 - Evolução da diferença entre a rendibilidade das OT e das Bunds e os CDS da República Portuguesa .....	21
Figura 2-11 - Custos de financiamento a longo prazo .....	22
Figura 2-12 - Alavancagem e RoR.....	37
Figura 2-13 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica.....	43
Figura 2-14 - Metodologia de indexação na actividades de Transporte, Gestão de Sistema .....	44
Figura 3-1 - Evolução dos custos operacionais de exploração da atividade de Transporte de Energia Elétrica no período 2000-2014.....	48
Figura 3-2 - Evolução dos custos operacionais de exploração reais/aceites da atividade de Transporte de Energia Elétrica no período 2000-2011 .....	49
Figura 3-3 - Custos operacionais controláveis na atividade de Transporte de Energia Elétrica .....	50
Figura 3-4 - Custos operacionais controláveis unitários na atividade de Transporte de Energia Elétrica 2000-2011.....	51
Figura 3-5 - Custos operacionais controláveis unitários na atividade de Transporte de Energia Elétrica 2006-2011.....	52
Figura 3-6 - Custos operacionais controláveis unitários médios na atividade de Transporte de Energia Elétrica por período regulatório.....	53
Figura 3-7 – Evolução dos custos controláveis nas atividades de Transporte de Energia Elétrica e Distribuição de Energia Elétrica .....	54
Figura 3-8 – Evolução dos ativos em fim de vida útil.....	57
Figura 3-9 – Repartição dos ativos transferidos para exploração em 2009 e 2010, por remuneração com e sem prémio (valores a custos reais, após auditorias).....	59
Figura 3-10 – Representação gráfica dos parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT .....	61
Figura 3-11 – Taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT entre 2004 e 2008 .....	63
Figura 3-12 – Taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT de 2009 a agosto de 2011 .....	64
Figura 4-1 - Atividades Reguladas .....	69
Figura 4-2 - Evolução do número de clientes.....	70
Figura 4-3 - Consumo de energia elétrica no mercado livre e no mercado regulado.....	71
Figura 4-4 - Evolução da extensão da rede .....	72

Figura 4-5 - Número de efetivos.....	72
Figura 4-6 - Evolução das componentes de proveitos da EDP Distribuição (preços correntes).....	73
Figura 4-7 - Evolução dos custos controláveis totais (preços constantes).....	75
Figura 4-8 - Evolução dos custos controláveis unitários (preços constantes de 2011).....	76
Figura 4-9 - Efeitos nos proveitos permitidos da atividade de Distribuição .....	77
Figura 4-10 - Evolução dos investimentos .....	78
Figura 4-11 - Métodos de análise de eficiência.....	81
Figura 4-12 - Eficiência técnica e económica.....	83
Figura 4-13 - DEA para minimização dos custos .....	84
Figura 4-14 - Resultados comparados dos modelos derivados do OLS .....	87
Figura 4-15 - Comparação das diferentes metodologias de definição de fronteira eficiente.....	89
Figura 4-16 - Aplicação de meta de eficiência .....	90
Figura 4-17 - <i>Outputs</i> por artigos científicos: análise ERSE e Santos <i>et al</i> .....	96
Figura 4-18 - <i>Outputs</i> por artigos científicos posteriores a 2004 (Santos <i>et al</i> , 2011).....	96
Figura 4-19 - Peso dos artigos científicos com desagregação dos <i>outputs</i> pontos de entrega e energia vendida no conjunto dos artigos.....	97
Figura 4-20 - Evolução do n.º de clientes e da energia elétrica distribuída.....	112
Figura 4-21 - Evolução dos custos de exploração da atividade de distribuição de energia elétrica ...	115
Figura 4-22 - Evolução dos investimentos em redes inteligentes.....	118
Figura 4-23 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição entre 2009-2011.....	119
Figura 4-24 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída .....	120
Figura 4-25 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	121
Figura 4-26 - Atual mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	122
Figura 4-27 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação de 2012-2014 .....	124
Figura 4-28 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço .....	125
Figura 4-29 - Valores de TIEPI em Portugal .....	126
Figura 4-30 - Valores do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2010.....	127
Figura 4-31 - Evolução do TIEPI em Portugal e Espanha entre 2003 e 2010.....	127
Figura 4-32 - Valores de TIEPI para o período regulatório de 20012-2014.....	129
Figura 5-1 - Evolução dos custos da comercialização (preços constantes de 2011).....	133
Figura 5-2 - Custo unitário por consumidor (preços constantes de 2011).....	135
Figura 6-1 - Evolução da base de custos.....	141
Figura 6-2 - Evolução dos custos operacionais e da energia produzida .....	142
Figura 6-3 - Evolução da base de custos por nível de tensão.....	145
Figura 6-4 - Evolução dos custos operacionais a preços constantes por número de cliente.....	145
Figura 6-5 - Evolução dos custos operacionais a preços constantes por energia fornecida.....	146

Figura 6-6 - Evolução dos custos unitários em função da energia fornecida (2003-2014) .....	146
Figura 6-7 - Evolução dos custos operacionais previstos pela EDA e definidos pela ERSE .....	147
Figura 6-8 - Comparação entre os custos unitários por cliente previsionais e os custos ajustados à evolução da atividade .....	150
Figura 6-9 - Eficiência implícita nos valores previsionais da EDA para 2013 e 2014.....	151
Figura 7-1 - Evolução dos custos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (preços constantes de 2011).....	156
Figura 7-2 - Evolução do comportamento da produção própria e do OPEX líquido da EEM.....	157
Figura 7-3 - Evolução do comportamento da produção própria e do OPEX líquido da EEM, considerando uma meta de eficiência de 2,5%.....	158
Figura 7-4 - Comparação entre o OPEX líquido da EEM e o OPEX líquido aceite pela ERSE para o atual período regulatório (preços correntes) .....	158
Figura 7-5 - Comparação dos proveitos da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (valores reais).....	162
Figura 7-6 - Comparação dos proveitos da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (cenário de igualdade de proveitos).....	162
Figura 7-7 - Comparação dos proveitos da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (cenário ERSE).....	163
Figura 7-8 - Comparação entre o OPEX líquido da EEM e o OPEX líquido aceite pela ERSE para o atual período regulatório (preços correntes) .....	164
Figura 7-9 - Evolução dos custos da atividade de comercialização de energia elétrica (preços constantes de 2011) .....	167
Figura 7-10 - Comparação entre o OPEX líquido da EEM e o OPEX líquido aceite pela ERSE para o próximo atual regulatório (preços correntes) .....	168
Figura 8-1 - Evolução do incentivo $I_1$ .....	171
Figura 8-2 - Evolução do incentivo $I_3$ .....	172
Figura 8-3 - Evolução do fator de utilização da central da Tejo Energia .....	172

## 1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se os parâmetros de regulação a aplicar às atividades reguladas para o período de regulação 2012-2014, 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 2012, as metas de eficiência a aplicar nos anos 2013 e 2014 e o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica.

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., à EEM, S.A. e à REN Trading, S.A..

Seguidamente apresenta-se a estrutura do documento:

- O capítulo 2 apresenta a metodologia aplicada na determinação do custo de capital das atividades reguladas.
- O capítulo 3 apresenta os parâmetros para a atividade de Transporte de Energia Elétrica do operador da rede de transporte, REN, S.A..
- O capítulo 4 apresenta os parâmetros para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica do operador da rede de distribuição, EDP Distribuição, S.A..
- O capítulo 5 apresenta os parâmetros para a atividade de Comercialização do comercializador de último recurso, EDP serviço Universal, S.A..
- O capítulo 6 apresenta os parâmetros para as atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica da entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores, EDA, S.A..
- O capítulo 7 apresenta os parâmetros para as atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira, EEM, S.A..
- O capítulo 8 apresenta os parâmetros do mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica do agente comercial, REN Trading, S.A..

Em anexo são apresentados os estudos que suportaram, igualmente, o processo de definição de parâmetros.

No âmbito da definição dos parâmetros relativos à aquisição eficiente do fuelóleo nas Regiões Autónomas, a ERSE solicitou a elaboração de um estudo por parte de um consultor externo, a KEMA (*“Study on reference costs and setting efficiency targets in the heavy fuel oil purchase activity”*). O resumo em português elaborado pela ERSE do referido estudo, bem como o documento elaborado pela ERSE “Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas” poderá ser disponibilizado ao Conselho Tarifário.

## 2 CUSTO DE CAPITAL

### 2.1 INTRODUÇÃO

A definição de um parâmetro tal como o custo de capital num ambiente de incerteza e de instabilidade financeira reveste-se de um desafio para o regulador em que devem ser ponderados um conjunto de vetores de decisão. Não só a garantia do equilíbrio económico-financeiro das empresas deve ser assegurada, como também deverá ser dado um sinal adequado para as empresas, de forma a que estas tomem as decisões mais racionais em termos de obtenção e aplicação dos seus fundos, sem descuidar o quadro evolutivo da economia nacional.

Procurou-se atingir esses objetivos com a introdução de um conjunto de novidades face ao período regulatório anterior, que permitem que o custo de capital para o novo período regulatório 2012-2014 reflita o verdadeiro custo de oportunidade dos investidores, garantindo a primazia da estabilidade regulatória e do controlo do risco para as empresas e consumidores.

Assim, destacam-se as seguintes alterações face ao anterior período regulatório:

- Definiu-se a taxa de juro sem risco como sendo a média das *yields* das obrigações a 10 anos dos países europeus da zona euro com notação AAA, fixando-se este valor para este período regulatório, permitindo assim reaproximar este parâmetro da sua essência em termos de estabilidade e transparência.
- Face à anterior abordagem reconsiderou-se o risco do capital alheio de três formas:
  - Associando o custo médio de financiamento das empresas aos mercados dos CDS<sup>1</sup>.
  - Considerando que o beta da dívida não é nulo.
  - Fixando a estrutura de capital das empresas.
- Finalmente, indexou-se o valor do custo de capital, à evolução do risco percebido pelo mercado através dos contratos de CDS.

---

<sup>1</sup> *Credit Default Swaps*

## 2.2 PERÍODO REGULATÓRIO ANTERIOR

### 2.2.1 METODOLOGIA APLICADA

A definição do custo de capital antes de impostos das atividades reguladas baseia-se na estabilidade de um conjunto de princípios conceptuais e metodológicos.

Assim, a definição do custo de capital assenta, em primeiro lugar, no princípio da definição do custo de oportunidade do conjunto dos ativos regulados: o investidor, quando aplica os seus recursos num determinado investimento, determina o custo de oportunidade ou custo de capital desta aplicação.

No caso de empresas cotadas em bolsa, tais como a EDP, SA e a REN, SA, a aplicação corresponde à ação da empresa regulada em detrimento de um outro qualquer ativo financeiro. Ao investir nessa ação o investidor acredita que a rentabilidade associada a este ativo pode ser superior à de qualquer um dos outros para o mesmo nível de risco.

Se o regulador aplicasse uma taxa de remuneração dos ativos diferenciada pela data de entrada em exploração, apenas o investimento entrado mais recentemente seria remunerado a uma taxa que refletisse as condições do mercado. Tendo em conta o custo de oportunidade do mercado do investidor, tal fato poderia conduzir a duas circunstâncias extremas: ao desinvestimento ou ao sobreinvestimento.

Para evitar estas situações de desequilíbrio, a ERSE tem aplicado a taxa de remuneração fixada anualmente a toda a base de ativos regulados, sem fazer a distinção do ativo por idade.

No entanto, a partir de 2009 surge, para a REN, um caso de diferenciação das taxas de remuneração. Esta situação decorre do fato da valorização do ativo estar sujeita a regras que podem implicar o não reconhecimento dos custos reais do investimento, o que incute risco a esse mesmo investimento.

Dando continuidade ao racional apresentado, entende-se que a remuneração de toda a base de ativos regulados para o novo período regulatório deverá ter em consideração o custo de oportunidade ou custo de capital nesse período, isto é, a taxa de remuneração mínima necessária para atrair fundos para o investimento para o mesmo nível de risco.

Assim, em termos metodológicos, o custo médio ponderado do capital consiste numa média ponderada do custo de capital próprio e do custo de capital alheio, correspondendo à taxa de remuneração mínima exigida para atrair fundos para um determinado investimento:

$$CCMP = R_d \times G + \frac{R_{cp} (1 - G)}{(1 - T)}$$

Em que,  $CCMP$  é o custo médio ponderado do capital (ou  $WACC^2$ ),  $Rd$  refere-se à remuneração do custo de capital alheio,  $G$  é o peso do capital alheio no capital total,  $Rcp$  consiste na remuneração do custo de capital próprio e  $T$  é a taxa de imposto sobre as empresas.

O custo de capital aplicado pela ERSE corresponde ao custo antes de impostos, tendo em conta, por um lado, o 2º postulado de Modigliani e Miller, segundo o qual existe uma vantagem fiscal resultante do endividamento e, por outro lado, o facto dos impostos sobre os rendimentos não serem considerados no cálculo dos proveitos permitidos.

Os ativos regulados são avaliados ao custo de aquisição, deste modo o custo de capital é nominal, incorporando a desvalorização monetária.

Tal prática é comum no seio dos reguladores europeus como se pode observar no quadro seguinte.

**Quadro 2-1- Metodologias de definição do WACC dos reguladores europeus**

	WACC nominal			WACC real		
	antes impostos	depois impostos	"Vanilla"	antes impostos	depois impostos	"Vanilla"
Holanda				ORT, ORD		
Luxemburgo	ORT, ORD					
Polónia	ORT, ORD					
Grã-Bretanha						ORT, ORD
País A	ORT, ORD					
País B			ORT, ORD			
País C	ORT, ORD					
País D						
País E	ORT, ORD					
País F		ORT, ORD				
País G	ORT, ORD					
País H						
País I				ORT, ORD		
País J				ORT, ORD		
País K				ORT, ORD		
País L			ORT, ORD			
País M		ORT, ORD				
País N	ORT, ORD					
País O	ORT, ORD					
País P						
País Q				ORD		

Nota: Entre os países analisados, apenas a Holanda, Luxemburgo, Polónia e a Grã-Bretanha aceitaram que os seus dados fossem identificados. No que diz respeito ao país M corresponde a outra metodologia, mas similar ao WACC simplificado.

Fonte: CEER

<sup>2</sup> *Weighted Average Cost of Capital*

O modelo teórico em que assenta a definição do custo de capital é o *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. Esta metodologia consiste num modelo de valorização de ativos com risco e tem subjacente a teoria da carteira eficiente.

A teoria da carteira eficiente sustenta que num mercado os agentes económicos investirão numa carteira eficiente, isto é, numa carteira que lhes maximiza os resultados esperados para um determinado nível de risco, de um modo coerente com o grau de aversão ao risco de cada agente. Assim, tendo em conta o seu grau de aversão ao risco, cada agente económico constituirá a sua carteira de ativos numa proporção diferente entre ativos com risco e ativos sem risco.

A taxa nominal sem risco, composta pela taxa de inflação e pela taxa de juro real sem risco, assim como a rendibilidade esperada do mercado, são independentes do risco dos ativos, sendo características dos mercados onde os títulos são cotados e comuns a cada ativo.

No anterior período regulatório definiu-se a taxa nominal sem risco como sendo a taxa de juro das Obrigações de Tesouro a 10 anos, sendo que o custo de capital ao longo do período regulatório variou consoante a evolução verificada, com um desfasamento de cerca de um ano, nas *yields* desses títulos.

O Quadro 2-2 apresenta esquematicamente os parâmetros considerados na definição do custo de capital antes de impostos da EDPD e da REN, com e sem investimentos, valorizados para 2009 (primeiro ano do período de regulação).

**Quadro 2-2 - Parâmetros utilizados para 2009**

		EDPD		REN		REN investimentos valorizados custos de referência	
Taxa de juro nominal sem risco:							
Média das OT a 10 anos	A	4,55%	4,55%	4,55%	4,55%	4,55%	4,55%
Prémio de dívida	B	0,75%	1,00%	0,50%	0,90%	0,50%	0,90%
Custo da dívida antes de impostos	C=A+B	5,30%	5,55%	5,05%	5,45%	5,05%	5,45%
Custo da dívida depois de impostos	D=Cx(1-J)	3,89%	4,08%	3,71%	4,00%	3,71%	4,00%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	E	48,96%	48,96%	60,74%	60,74%	60,74%	60,74%
Prémio de risco do capital próprio	F	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%	3,50%	4,50%
Beta do capital próprio	G	90,17%	98,26%	89,26%	93,30%	89,26%	93,30%
Custo do capital próprio depois de impostos	H=A+(FxG)	7,70%	8,97%	7,67%	8,74%	7,67%	8,74%
Custo do capital próprio antes de impostos	I=H/(1-J)	10,48%	12,20%	10,44%	11,90%	10,44%	11,90%
Taxa de imposto	J	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%	26,50%
Custo de capital antes de impostos	K=(CxE)+(Ix[1-E])	7,94%	8,94%	7,16%	7,98%	7,16%	7,98%

Fonte: ERSE

Assim, para 2009, a ERSE estabeleceu um custo de capital da atividade regulada da EDP Distribuição e das atividades de Distribuição (DEE) e Comercialização de Energia Elétrica (CEE) da EDA e EEM de

8,55%. Nas atividades reguladas da REN S.A. e na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) da EDA e EEM, o custo de capital estabelecido para 2009 foi de 7,55%.

Para os anos seguintes (2010 e 2011), a ERSE definiu que o custo de capital seria recalculado de acordo com a seguinte metodologia:

- Nas atividades reguladas da REN<sup>3</sup>, a rentabilidade média diária das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1, acrescida de 450 ou 300 pontos base consoante os ativos estejam valorizados ou não a custos de referência, respetivamente.
- Na atividade regulada da EDP Distribuição<sup>4</sup>, a rentabilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de setembro do ano t-2 e 31 de Agosto do ano t-1, acrescida de 400 pontos base.

Em sequência da metodologia referida anteriormente, o Quadro 2-3 apresenta os valores considerados para o custo de capital para a REN e para a EDP Distribuição no processo de cálculo das tarifas para 2011, último ano do período regulatório.

**Quadro 2-3 - Atualização dos parâmetros para Tarifas de 2011**

		EDPD	REN	REN investimentos valorizados custos de referência
Taxa de juro nominal sem risco	A	4,56%	4,56%	4,56%
Spread sobre taxa de juro sem risco	B	4,00%	3,00%	3,00%
Spread adicional	C	0,00%	0,00%	1,50%
Custo de capital antes de impostos	D=A+B+C	8,56%	7,56%	9,06%

Fonte: ERSE

## 2.3 ABORDAGEM METODOLÓGICA PARA O NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

### 2.3.1 CAPM

Como foi referido, a definição do custo de capital assenta no modelo do CAPM. Este modelo teórico baseia-se, por sua vez, na teoria da carteira eficiente que tem subjacentes os seguintes princípios:

1. Os investidores são avessos ao risco.

<sup>3</sup> Igualmente para a atividade de AGS na EDA e na EEM.

<sup>4</sup> Igualmente para as atividades de DEE e CEE na EDA e na EEM.

2. O teorema do fundo misto é aplicado.
3. O mercado financeiro é um mercado perfeito, que se encontra em equilíbrio.

O primeiro pressuposto implica que os consumidores com diferentes graus de aversão ao risco e de preferências são avessos ao risco porque exigem maiores rendimentos para maiores riscos. O segundo pressuposto estipula que em equilíbrio o preço de redução do risco, isto é, de substituição de ativos sem risco por ativos com risco, é o mesmo.

O primeiro e o segundo princípio são geralmente aceites como postulados. Em contrapartida, a existência de mercados perfeitos é frequentemente contestada. O pressuposto de que o mercado financeiro é um mercado perfeito requer a verificação das seguintes condições para ser validado:

- Há um número elevado de agentes de mercado.
- Existe ampla e relevante informação acerca do preço e da qualidade de cada um dos ativos.
- Não há barreiras à entrada que impeçam o acesso ao mercado de capitais.
- O acesso ao mercado de capitais não tem custos.
- Não há distorções decorrentes dos impostos.

É geralmente aceite que os mercados se aproximam de mercados perfeitos, nomeadamente devido à conjugação da competição entre investidores e da rápida divulgação da informação cada vez mais característica das nossas economias.

A fórmula que define a rendibilidade de um ativo  $i$  de acordo com o modelo CAPM é apresentada seguidamente:

$$E(R_i) = R_f + [E(R_m) - R_f] \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2} = R_f + \beta_i [E(R_m) - R_f] \quad (1)$$

Sendo:

- $E(R_i)$ , a rendibilidade esperada do ativo  $i$ ;
- $R_f$ , a taxa de juro sem risco;
- $R_m$ , a rendibilidade do mercado;
- $\sigma_{im}$ , a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos;
- $\sigma_m^2$  a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos;
- $\beta_i$ , o beta do ativo  $i$ .

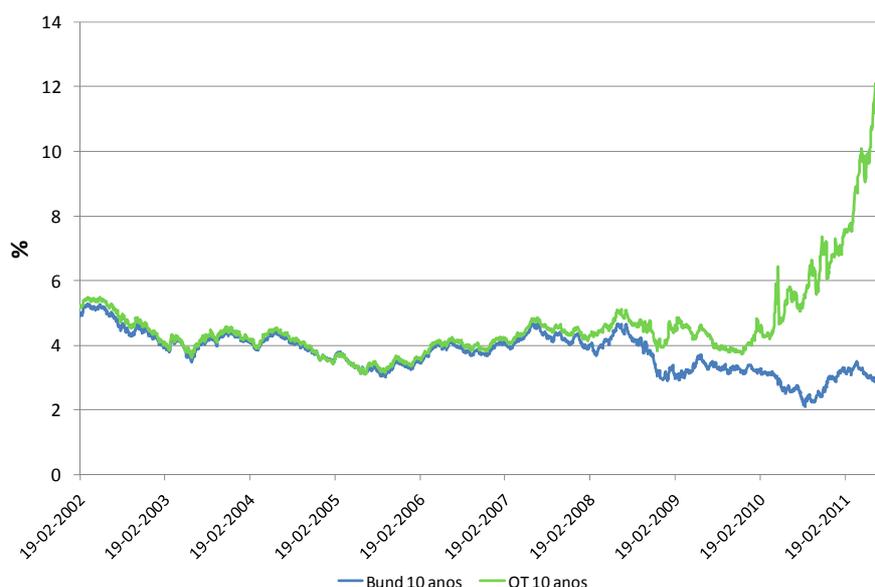
## TAXA DE JURO SEM RISCO

Ao relacionar a detenção de ativos com risco e de ativos sem risco, o modelo CAPM dá um particular enfoque à definição das taxas de juro sem risco.

A evolução da taxa de juro de um ativo sem risco tem, por definição, uma variância nula. As taxas que espelham melhor este conceito são as obrigações do Estado de curto prazo. No entanto, a emissão de obrigações do tesouro (OT) de curto prazo em Portugal é residual. Por outro lado, o modelo CAPM tem subjacente a definição da rentabilidade esperada para um único período, que no caso presente deverá aproximar-se do período de vida do ativo. Assim, a consideração da rentabilidade das taxas de juro das obrigações de longo prazo, a 10 anos, julgou-se ser a abordagem mais adequada na definição do custo de capital para o período regulatório 2009-2011.

Porém, com o início da crise financeira internacional, as *yields* das Bund e das OT afastaram-se consideravelmente.

**Figura 2-1 - Yields e das Obrigações do Tesouro e das Bund alemães com maturidades a 10 anos**

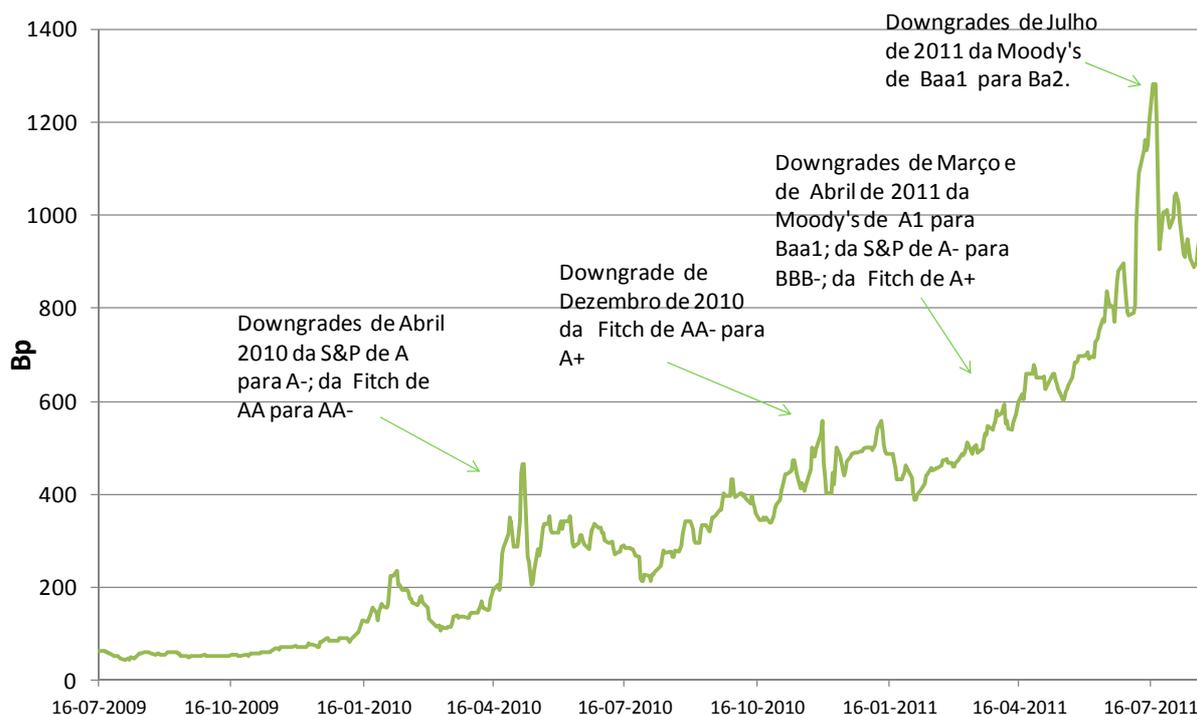


Fonte: Reuters

Pela análise da figura anterior é patente a turbulência sentida nos mercados da dívida, com especial incidência para a realidade portuguesa. Enquanto que, até meados de 2007, a cotação dos dois títulos era praticamente coincidente, nos últimos anos a diferença entre as referidas cotações acentuou-se e a sua variância, ou seja, o desvio face à cotação média, aumentou deixando claramente de ser um valor próximo de zero.

A figura seguinte apresenta a evolução dos *credit default swaps* (CDS)<sup>5</sup> da República Portuguesa entre Julho de 2009 e Julho de 2011, evidenciando os efeitos dos sucessivos *downgrades* no risco percebido pelo mercado para a dívida soberana nacional, refletindo-se num aumento do preço dos CDS da República Portuguesa.

**Figura 2-2 - Evolução dos CDS da República Portuguesa**

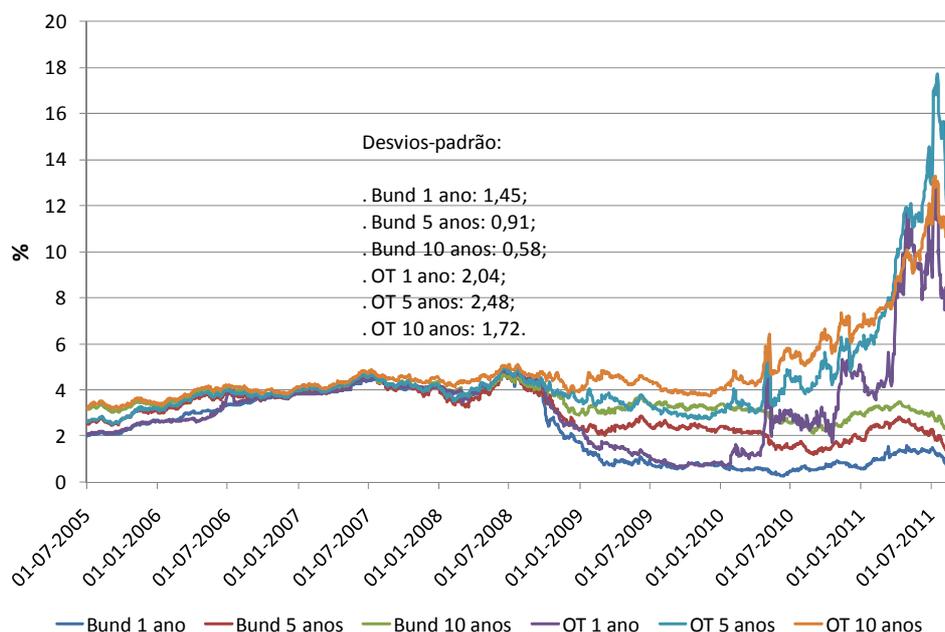


Fonte: Reuters

Por definição, segundo Kolbe *et al* (1986), a taxa de juro sem risco corresponderá à remuneração que um investidor pode esperar de um ativo com toda a certeza. Esta definição deixou de corresponder às Obrigações de Tesouro portuguesas a partir do início de 2010. Esta conclusão é válida para as diferentes maturidades das Obrigações de Tesouro nacionais, como mostra a figura seguinte.

<sup>5</sup> Um contrato de CDS corresponde a um contrato de proteção financeira em que o comprador da cobertura paga *ex ante* um prêmio anual calculado sobre o valor nominal dos ativos ao vendedor da cobertura que promete compensar *ex post* as perdas sobre o ativo sujeito a cobertura em caso de situação de incumprimento (por não pagamento, falência ou reestruturação da dívida) especificado no contrato.

Figura 2-3 - Yields das Obrigações do Tesouro e das Bund alemães para diferentes maturidades



Fonte: Reuters

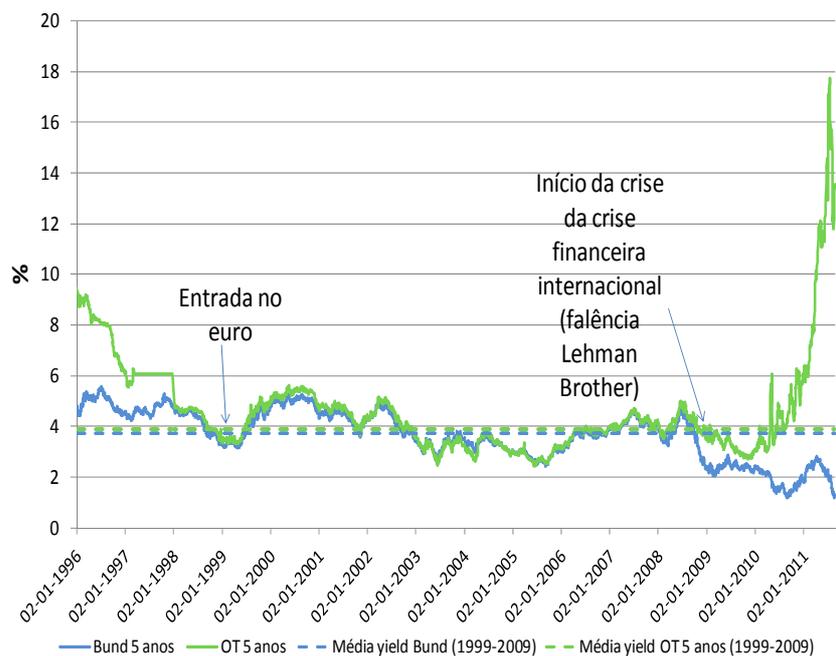
A análise da figura anterior permite igualmente evidenciar que a maior volatilidade na cotação dos títulos de dívida alemã e portuguesa ocorre nas maturidades de 1 e 5 anos, fruto da perceção dos mercados quanto à incerteza da evolução das economias no curto prazo.

Em suma, é possível concluir que a consideração da OT portuguesa a 10 anos como uma taxa de juro sem risco não é correta em termos metodológicos.

Neste cenário, a alternativa que se julga ser a mais adequada passa por considerar o mercado monetário no qual está integrado a economia portuguesa, isto é, a Área do Euro. Nesse quadro, as taxas de juro sem risco são naturalmente as *yield* das obrigações de países da zona euro com *rating* AAA.

Registe-se que, limitar a escolha dos países à Alemanha poderá não ser a solução mais adequada, tendo em conta que os títulos de dívida alemães têm sido sobreavaliados face à sua média histórica, demonstrando a existência de um efeito “refúgio” face às incertezas nos mercados financeiros, associado à aquisição desses títulos. Este efeito é evidenciado na Figura 2-4.

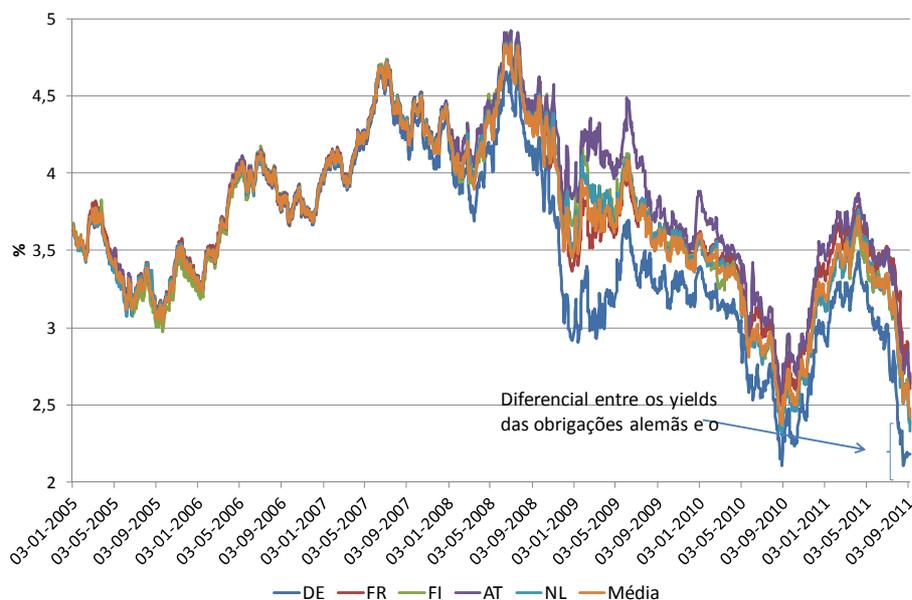
**Figura 2-4 - Evolução das Bunds e das OT a 5 anos, entre 1996 e 2011**



Fonte: Reuters

A Figura 2-5 apresenta a cotação das *yields* das obrigações dos quatro principais países da Área do Euro com notação AAA.

**Figura 2-5 - Evolução das yields das obrigações dos países da Área do Euro com notação AAA**



Fonte: Reuters

Deste modo, optou-se pela média das *yields* das obrigações dos cinco principais países europeus da Área do euro com notação AAA (Alemanha, Finlândia, França, Áustria e Países Baixos) e com maturidade a 10 anos. Pelo seu carácter estável, esta variável é fixa ao longo do período regulatório.

O prazo considerado é de 3 anos, terminado em Agosto do ano anterior ao da publicação das tarifas, isto é, 3,4%.

#### **PRÉMIO DE RISCO DO MERCADO**

Por definição, o prémio de risco do mercado é o prémio que o investidor pretende receber por deter um ativo com risco inserido num determinado mercado, em vez de investir num ativo sem risco. Deste modo, em termos matemáticos a sua formulação é a seguinte:

$$P_m = [E(R_m) - R_f] \quad (2)$$

Sendo  $P_m$ , o prémio de risco de mercado.

No cálculo do prémio de risco do mercado, a ERSE tem tido em consideração *benchmarkings* internacionais baseados em séries históricas, tais como Siegel (1998) e principalmente Dimson, Marsh e Staunton (2002, 2006), o que configura a prática seguida pela maioria dos reguladores europeus, como se pode observar no quadro seguinte.

**Quadro 2-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus**

		Prémio de risco do mercado		Breve descrição
		Valor	Ano	
Holanda	ORT ORD	5,00%	2010	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton) e análises ao mercado
Luxemburgo	ORT ORD	4,60%	2008	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
Polónia	ORT ORD	5,00%	2010	Baseado numa análise aos prémios de risco utilizados por outros reguladores e analistas (em cada ano subsequente, decresce 0,1%)
Grã-Bretanha	ORT	4,50%	2006	Avaliação das rendibilidades de longo prazo das ações, deduzida da taxa de juro sem risco
	ORD	5,25%	2009	Avaliação das rendibilidades de longo prazo das ações (Dimson, Marsh, Staunton)
País A	ORT	5,00%	2010	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	5,00%	2009	
País B	ORT	3,50%	2008	Baseado em análises de mercado
	ORD	3,50%	2009	
País C	ORT ORD	5,90%	2009	Baseado em análises de Damodaran e análises ao mercado nacional
País D	ORT	Sem informação disponível		
	ORD			
País E	ORT ORD	5,00%	2011	Baseado em publicações de especialistas e experiência de outros reguladores
País F	ORT ORD	5,00%	2007	Baseado em publicações de especialistas
País G	ORT ORD	4,50%	2008	
País H	ORT ORD	4,55%	2008	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
País I	ORT ORD	5,90%	2008	Baseado em análises de mercado
País J	ORT ORD	4,00%	2008	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
País K	ORT ORD	4,95%	2010	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
País L	ORT	3,00%	2008	Baseado em análises de mercado
	ORD	3,80%	2008/2010	
País M	ORT ORD			Baseado em análises de mercado
País N	ORT ORD	4,00%	2006	Baseado em análises de mercado
País O	ORT ORD	4,66%	2009	Baseado em análises de Damodaran
País P	ORT	Sem informação disponível		
	ORD	5,53%	2008	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
País Q	ORT	Sem informação disponível		
	ORD	5,40%	2009	Baseado em publicações de especialistas

Nota: Entre os países analisados, apenas a Holanda, Luxemburgo, Polónia e a Grã-Bretanha aceitaram que os seus dados fossem identificados. Os valores assinalados a amarelo correspondem a valores médios.

Fonte: CEER

No anterior período regulatório, a ERSE considerou as médias geométricas da rendibilidade do mercado facultada por *Dimson, et al* (2006) para um conjunto de economias ocidentais.

Contudo, a atual crise financeira reflete-se igualmente na rendibilidade do mercado financeiro nacional, que se tem afastado do definido para o longo prazo.

A Figura 2-6 apresenta a evolução do índice do PSI-20 entre 1992 e 2011. A taxa de rendibilidade média anual entre 2009 e meados de 2011 (-2%) contrasta com a taxa média entre 1992 e finais de 2010.



Fonte: Reuters

A consideração de séries históricas assenta no pressuposto de existirem situações de equilíbrio dos mercados financeiros. Porém, tais situações representam mais a exceção do que a regra, como mostra a informação seguinte retirada da revista "The Economist".

Figura 2-7 - Prémio de risco de mercado por regiões e períodos

**Historic stockmarket returns**  
Real terms, %

	Period	United States	Britain	Germany	Japan	World
1914-18	First world war	-18	-36	-66	66	-21
1919-28	Post-WW1 recovery	372	234	18	30	208
1929-31	Wall Street crash	-60	-31	-59	11	-53
1939-48	Second world war and aftermath	24	34	-88	-69	-19
1949-59	Post-WW2 recovery	426	212	4,094	1,565	562
1973-74	Oil shock and recession	-52	-71	-26	-49	-47
1980-89	Expansionary 80s	184	319	272	431	255
1990-99	90s tech boom	279	188	148	-42	114
2000-02	Dotcom bubble	-42	-40	-58	-49	-44
2008	Financial crisis	-37	-32	-43	-41	-40

Source: Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook, 2011

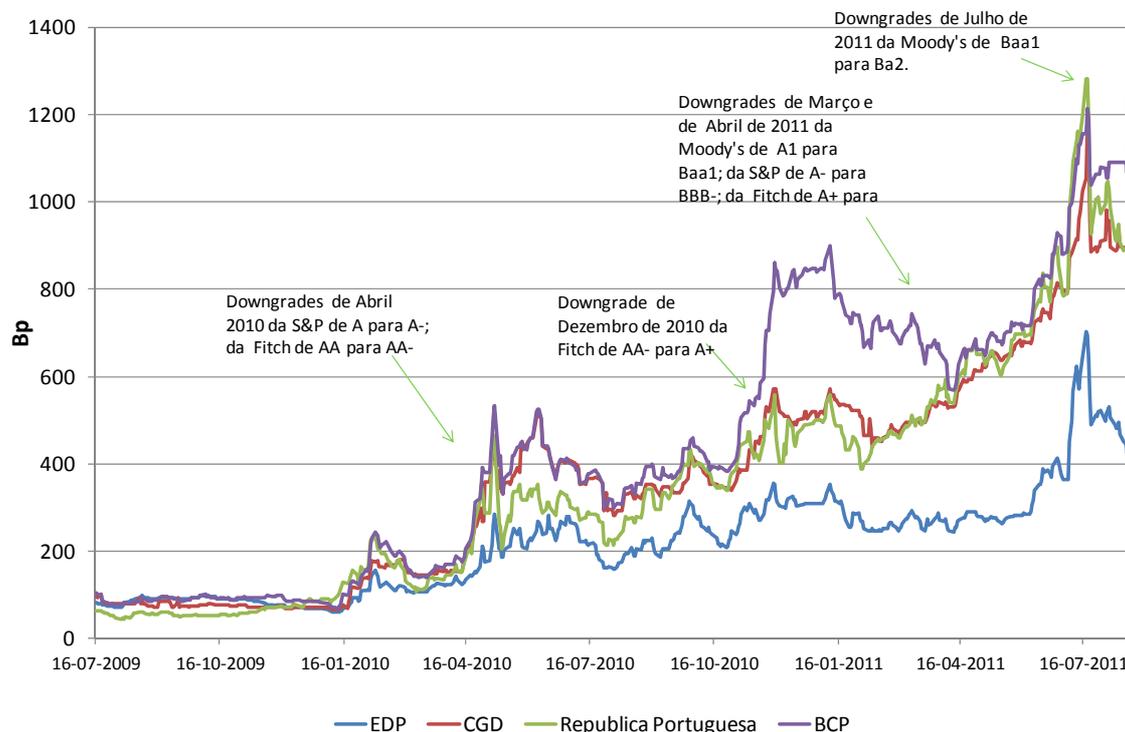
Fonte: The Economist com base em informação do Crédit Suisse

Acresce que não é consentâneo que os prémios de risco possam ser calculados com base nessas séries, designadamente se devem ou não ser considerados os valores extremos ou se a média dos valores a considerar é a média aritmética ou a geométrica (ver por exemplo Campbell (2001)). Consoante as abordagens seguidas, os valores podem variar entre 1% (Mehra e Prescott, 1985) e 7%<sup>6</sup> (Siegel, 1998).

Por outro lado, as séries históricas de *Dimson* dizem respeito a países com sistema financeiros maduros e risco percebido quase nulo. Os sucessivos *downgrades* da República Portuguesa têm-se refletido no risco percebido pelo mercado para as empresas nacionais avaliado pelos seus respetivos CDS, como ilustra a Figura 2-8. Registe-se, contudo, que face à República Portuguesa a EDP se destaca pela positiva.

<sup>6</sup> Citado por Wright et al, 2003.

Figura 2-8 - CDSs da República Portuguesa e de várias empresas nacionais



Fonte: Reuters

Deste modo, importa procurar alternativas à consideração de séries históricas para a definição do prémio de risco, tais como:

- Adicionar o risco de Portugal ao prémio de risco do mercado.
- Aplicar outra metodologia, que não seja o CAPM.
- Analisar o risco percebido pelos agentes de mercado no atual contexto financeiro e económico.

No que diz respeito à primeira abordagem, não é clara a forma como a transposição do risco do país deve ser revertida para o risco do mercado. Em primeiro lugar, há que medir o risco do país implícito no mercado de capitais tendo em conta a equação que se segue (Damodoran, 1999):

$$PMP = SDP \left( \frac{\sigma_{IB}}{\sigma_{OP}} \right) \quad (3)$$

Na qual,  $PMP$  é o prémio de risco do país,  $SDP$  é o *spread* do risco de entrada em incumprimento,  $\sigma_{IB}$  é o desvio-padrão do índice bolsista do país e  $\sigma_{OP}$  é o desvio-padrão das obrigações do país. Tendo em conta o atual *rating* nacional,  $BBB^{-7}$ , o *spread* associado (Wiley e Sons (2003)) é de 2,25%. No período

<sup>7</sup> Dado pela S&P

compreendido entre Setembro de 2010 e Agosto de 2010, o rácio  $\frac{\sigma_{IB}}{\sigma_{OP}}$  foi 0,19. Deste modo, o prémio de risco para Portugal é de 0,42%. Se este valor for somado ao valor considerado até à data pela regulação em Portugal, isto é 4%, atualmente o prémio de risco seria de 4,42%.

Contudo, não é clara a forma como este valor pode ser aplicado a empresas diferentes no seio da mesma economia, em particular empresas com maior ou menor dependência face ao estrangeiro (ver *Damodoran*, 1999). Por outro lado, este valor é somado ao prémio de risco de mercado, cuja determinação, como se viu, não é consensual.

A utilização de outras metodologias<sup>8</sup> Wright *et al* (2003)).

Neste quadro, considera-se mais adequada a terceira opção, isto é, a análise ao risco percebido pelos agentes de mercado no atual contexto. Em maio de 2011, Pablo Fernández, Javier Aguirreamalloa e Luis Corres da IESE *Business School*, da Universidade de Navarra, publicaram um inquérito, realizado nos meses de março e de abril de 2011, que compila 6014 respostas de 56 países diferentes. Neste inquérito questionaram-se académicos, analistas e empresas, sobre qual o prémio de risco de mercado do seu país.

No caso português, o inquérito obteve 33 respostas válidas, sendo o valor médio indicado para o prémio de risco em Portugal de 6,5%.

#### PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

O prémio de risco da dívida depende dos seguintes fatores:

- Risco sistemático da dívida, isto é, o risco diversificável da dívida;
- Prémio associado ao risco de entrada em *default*;
- Outros fatores (custos de emissão de dívida, prémio de liquidez).

Sendo o prémio de risco da dívida dado por:

$$P_d = R_f + \beta_d P_m + DEF + \varepsilon \quad (4)$$

Em que  $P_d$  é o prémio de risco da dívida,  $R_f$  é a taxa de juro sem risco,  $\beta_d$  é o beta da dívida,  $P_m$  é o prémio de risco de mercado,  $DEF$  é o prémio de entrada em *default* e  $\varepsilon$  agrupa o conjunto de outros fatores.

---

<sup>8</sup> APT (*Arbitrage Pricing Theory*), CAPM condicional, ICAPM (intertemporal CAPM), CBM (*Consumer Based Model*).

Os dois primeiros fatores têm um peso maior no prémio de dívida, apesar do último grupo de fatores não ser negligenciável (Lally, 2011). Porém, grande parte do prémio de risco da dívida corresponderá apenas ao prémio de entrada em *default*, porque o beta da dívida que mede o risco sistemático é geralmente considerado próximo de zero. Num quadro do funcionamento normal do mercado, o beta da dívida dificilmente ultrapassará o valor de 0,2 (Lannotta e Pennacchi, 2011). Deste modo, tal como a quase totalidade dos restantes reguladores, a ERSE assumiu no passado que o beta da dívida é igual ou próximo de 0.

Contudo, várias ordens de razão apontam para que no caso presente se tenha um entendimento diferente. Em primeiro lugar, os valores atualmente à disposição para o prémio de entrada em *default* (Elton et al, 2001) baseiam-se em dados históricos e implicam um *spread* sobre a taxa de juro sem risco muito inferior aos valores observados (Lally, 2011) na generalidade dos mercados financeiros.

Por outro lado, a consideração de betas diferentes de zero é geralmente associada a graus de endividamento extremamente elevados ou a prémios de risco de dívida assinaláveis (Julian Franks, 2007), tais como os atualmente associados às instituições nacionais, com a passagem do *rating* da dívida nacional para "junk". Acresce que, num espaço de tempo muito curto as dívidas associadas a Portugal e ao conjunto das instituições nacionais passaram a "junks", sem possibilidade destas reverem a sua estrutura de capital. Neste caso, o risco sistemático e o risco de *default* dos empréstimos de entidades nacionais são dificilmente dissociáveis. Assim, o ilustra o facto da grande maioria das dívidas das instituições nacionais passarem a ser consideradas da mesma forma no quadro da área euro, isto é, como dívidas de alto risco, comparativamente com as dívidas de instituições da área do euro que se situam em países não diretamente afetados pela crise da dívida soberana.

Desta forma, associou-se unicamente o prémio de risco da dívida ao beta da dívida, sendo que a relação entre o custo da dívida e o seu beta é representado na seguinte equação:

$$R_d = R_f + \beta_d P_m \quad (5)$$

Sendo  $R_d$  o custo da dívida,  $R_f$  a taxa de juro sem risco e  $P_m$  o prémio de risco de mercado.

Registe-se que, esta equação tem a vantagem de permitir aplicar directamente o modelo CAPM na definição do custo da dívida.

Na equação (5), a única incógnita é  $\beta_d$ . A sua estimativa permite igualmente estimar o beta não alavancado, a partir do beta alavancado das empresas, por forma a definir o risco das diferentes atividades das empresas cotadas em bolsa (ver Armitage, 2005):

$$\beta_e = \beta_a + (1-T)[\beta_a - \beta_d]D/E \quad (6)$$

em que,

$\beta_e$  é o beta alavancado (ou do capital próprio);

$\beta_a$  é o beta não alavancado (ou do ativo);

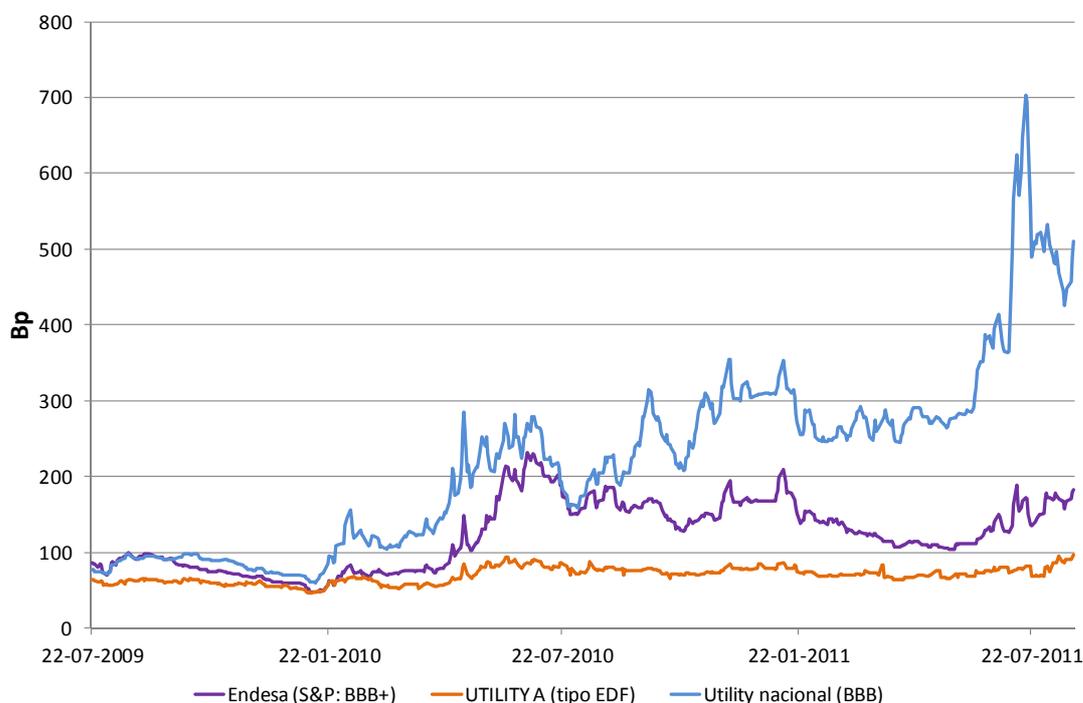
T é a taxa de imposto; e

$D/E$  é o rácio entre a dívida e o capital próprio.

Na resolução da equação (5) importa considerar o modo como a atual situação financeira nacional se reflete no risco percebido pelo mercado para o conjunto das empresas nacionais. Sublinhe-se que este risco é superior ao que seria de esperar quando se compara a EDP com outras *utilities* europeias do sector elétrico, mesmo com *ratings* semelhantes.

A Figura 2-9 mostra que a diferença de *rating* existente entre uma empresa do sector elétrico nacional cotada BBB e a Endesa cotada BBB+, não justifica a diferença nos CDS.

**Figura 2-9 - CDS de empresas europeias do setor elétrico**



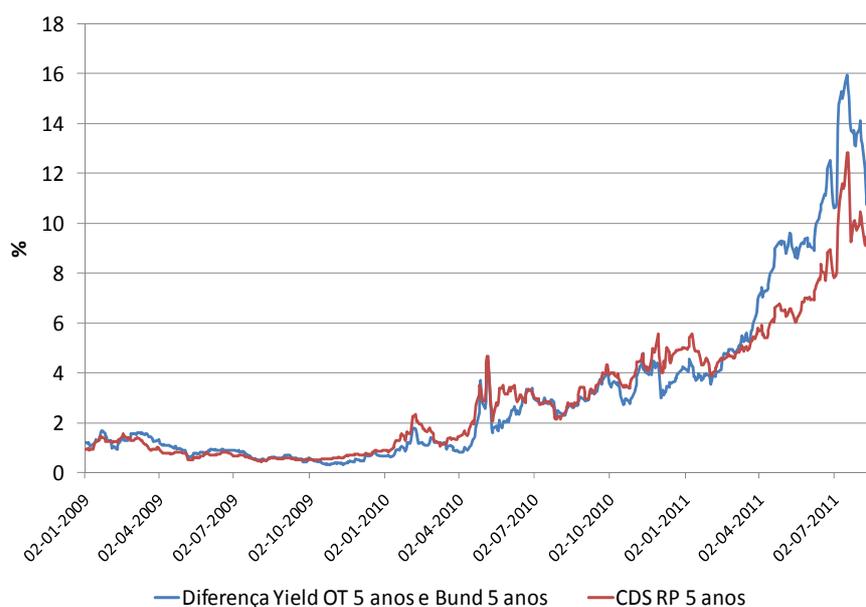
Fonte: Reuters

As empresas nacionais não são imunes à atual situação financeira do país. A consideração dos CDS das empresas nacionais como *proxy* do seu custo de financiamento atual assemelha-se ser uma abordagem

correta, pese embora com algumas dificuldades na sua aplicação, sendo o mercado dos CDS um mercado OTC (*Over the Counter*) não regulamentado onde as partes fazem diretamente as transações entre si.

A capacidade dos contratos de CDS de representarem o risco percebido pelo mercado para um determinado título é patente na figura que se segue, que mostra a forte correlação existente entre os CDS da República Portuguesa e a curva que representa a diferença entre os *yields* das OT e os *yields* de títulos com rendimentos próximos de taxas de juro sem risco, tais como as Bund alemãs. A figura evidencia claramente o aumento da cotação das *yields* das OT a 5 anos e dos CDS da República Portuguesa, para igual maturidade, pese embora a partir do início do corrente ano a diferença entre a cotação dos CDS da República Portuguesa e a curva que representa a diferença entre a rendibilidade das OT e das Bunds alemãs se tenha acentuado. No entanto estes dois indicadores apresentam um comportamento coincidente.

**Figura 2-10 - Evolução da diferença entre a rendibilidade das OT e das Bunds e os CDS da República Portuguesa**



Fonte: Reuters

Esta figura ilustra como o valor dos CDS de um Estado e seu prémio de risco de financiamento estão relacionados.

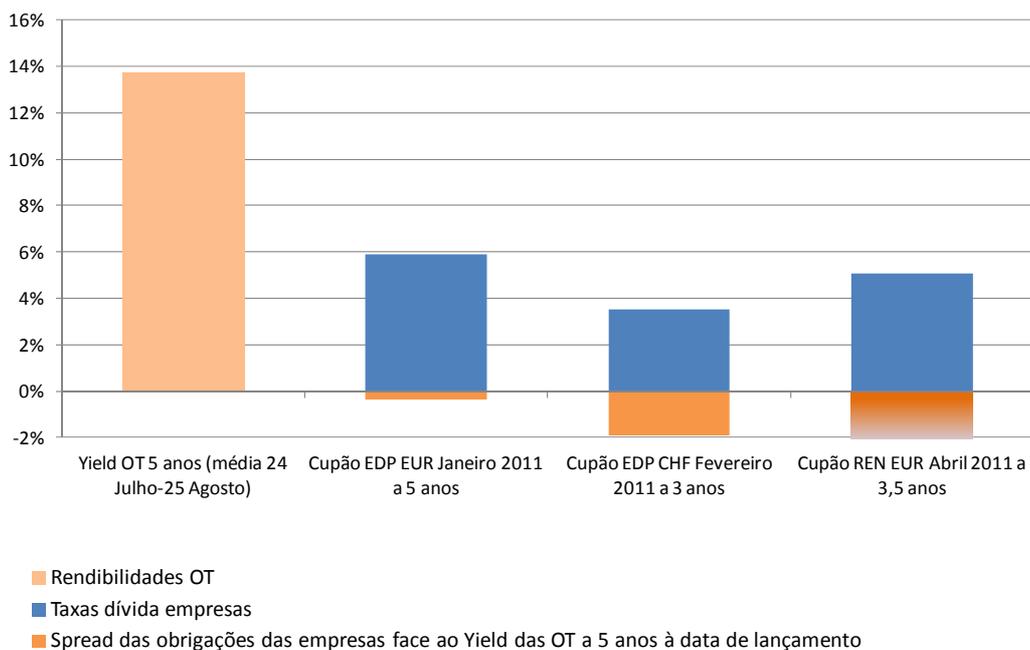
Assim, sugere-se que a definição do prémio de risco da dívida das empresas reguladas esteja ligado aos CDS das empresas reguladas do setor elétrico nacional.

A falta de liquidez dos CDS obriga a que os CDS de referência para a definição do prémio de risco tenham subjacentes ativos com dimensão relevante no contexto internacional. A única empresa regulada com tais características é a EDP.

Apesar do *rating* da EDP ser ligeiramente mais favorável do que o da REN (devido à diversificação geográfica da atividade da EDP), julga-se que as condições de financiamento são muito próximas, sobretudo devido ao maior acesso a fontes de financiamento bonificado, como seja o Banco Europeu de Investimento, por parte da REN. No caso da REN, o recurso ao BEI representa mais de 30% da dívida, enquanto no caso da EDP, este representa cerca de 10 % da dívida.

Acresce que os últimos dados à disposição apontam para que a EDP e a REN consigam financiar-se a taxas bastante inferiores às taxas da República Portuguesa, mesmo após as revisões em baixa dos seus respetivos *ratings*, sendo que não se perspetivam diferenças significativas entre estas duas empresas.

**Figura 2-11 - Custos de financiamento a longo prazo**



Face ao exposto o prémio de risco da dívida da REN e da EDPD decorre da média dos contratos de CDS da EDP a 5 anos (próximo da maturidade das dívidas destas empresas), entre o período que medeia o agravamento do *rating* da EDP (abril de 2011) e o final do mês de agosto de 2011.

A aplicação, até à data, desta média conduz a um prémio de risco da dívida de 4,3% e a um custo da dívida antes de impostos de 7,7% (4,3%+3,4%). Por diferença, o beta da dívida implícita na equação (4) é de 0,66.

Este valor apesar de ser bastante elevado em situação normal, está em linha com alguns estudos que estimam que o beta da dívida de instituições com dívidas com risco elevado se situam em torno de 0,65 (Kaplan, Stein, 2002).

Sublinhe-se que a maior parte dos reguladores europeus aplicam prémio de risco da dívida inferiores a 1%, sendo que, para além de Portugal, apenas um regulador aplica um prémio superior a 3%.

**Quadro 2-5 - Prémios de risco aplicados pelos regulados europeus**

		Prémio de risco da dívida		Breve descrição
		Valor	Ano	
Holanda	ORT ORD	1,50%	2010	Baseado em empresas do sector e empresas com rating A, média 2 a 5 anos
Luxemburgo	ORT ORD	1,00%	2008	Baseado na comparação dentro de uma amostra
Polónia	ORT ORD	1,00%	2010	Baseado numa análise aos prémios de risco utilizados por outros reguladores e analistas
Grã-Bretanha	ORT ORD	1,25% 1,60%	2006 2009	Baseado em spreads de crédito (a longo prazo, no ORD) para títulos com rating A e BBB
País A	ORT	0,80%	2010	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	0,80%	2009	
País B	ORT	0,70%	2008	Rating "A" teórico para os operadores de rede
	ORD	0,70%	2009	
País C	ORT ORD	Sem informação disponível		
País D	ORT ORD	Sem informação disponível		
País E	ORT ORD	2,80%	2011	Prémio de risco do país (1,90%) + experiência europeia em prémios para operadores de rede (0,9%)
País F	ORT ORD	0,60%	2007	Baseado em publicações de especialistas
País G	ORT ORD	0,60%	2008	
País H	ORT ORD	Sem informação disponível		
País I	ORT ORD	1,80%	2008	Baseado em análises de mercado
País J	ORT ORD	0,45%	2008	
País K	ORT ORD	1,20%	2010	Baseado na emissão de obrigações de empresas comparáveis
País L	ORT ORD	Sem informação disponível		
País M	ORT ORD	Sem informação disponível		
País N	ORT ORD	0,75%	2006	Diferença entre empréstimos de utilities europeias e swaps (0,5%) e títulos do governo e swaps (0,25%)
País O	ORT ORD	1,25%	2009	Baseado nos prémios da dívida para empresas com rating "AAA"
País P	ORT	3,75%	2010	Baseado em CDS de empresas pares utilizados para obter o beta do capital próprio
	ORD	1,58%	2008	
País Q	ORT	Sem informação disponível		
	ORD	1,25%	2009	Baseado em pesquisas de stakeholders

Nota: Entre os países analisados, apenas a Holanda, Luxemburgo, Polónia e a Grã-Bretanha aceitaram que os seus dados fossem identificados. Os valores assinalados a amarelo correspondem a valores médios.

Fonte: CEER

Importa referir que a incerteza quanto à evolução do atual contexto económico-financeiro obrigou a desenvolver um mecanismo que permita refletir a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas.

No que diz respeito às empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, estas tal como a REN e a EDP, sofreram *downgrades* na notação do risco das suas dívidas por parte da *Moody's*.

O *rating* da EDA encontra-se indexado ao *rating* dos Açores que, por sua vez, está indexado ao *rating* da República Portuguesa. O fato da empresa ser detida em 51,1% pelo Governo da Região Autónoma explica a indexação do seu *rating* ao da Região Autónoma dos Açores. Na sequência do corte do *rating* da República Portuguesa, a empresa viu a sua notação para o risco da sua dívida sofrer sucessivos cortes. Em 2008, a *Moody's* atribuiu à EDA a notação de A3 (“*stable*”) enquanto que em Junho de 2010 passou para Baa1 (“*negative*”) e, mais recentemente, reviu em baixa a sua notação para Baa3 (“*under review*”). Contudo, segundo o Grupo EDA, a descida da notação do risco da sua dívida não se tem traduzido num acréscimo de dificuldades no acesso ao mercado de capitais<sup>9</sup>. O custo médio de financiamento da EDA, S.A. em 2009 situou-se em 2,94% e em 2010, em 2,59%<sup>10</sup>.

À semelhança da EDA, o *rating* da EEM encontra-se indexado ao *rating* da Madeira que, por sua vez, encontra-se indexado ao *rating* da República Portuguesa. O capital próprio da empresa é detido na totalidade pelo Governo da Região Autónoma. A 23 de março de 2011, a EEM viu o seu *rating* descer de Baa1 para Ba1 por parte da *Moody's*, em sequência da descida do *rating* da República Portuguesa e por sua vez, da Região Autónoma da Madeira. O último corte no *rating* desta empresa ocorreu em setembro último, passando de B1 para B3. Apesar de a *Moody's* reconhecer que a estrutura do capital da empresa e o baixo perfil de risco operacional decorrente da atividade da empresa sugerir um nível de *rating* superior a B3, o fato da empresa estar enquadrada num contexto económico regional desfavorável condicionou a ação da *Moddy's*. Segundo a EEM, o acesso ao mercado internacional de capitais tem-se revelado de difícil acesso, estando condicionados ao mercado nacional e ao Banco Europeu de Investimento (BEI). Os *spreads* e respetivas comissões praticados atualmente por estas instituições têm sofrido agravamentos significativos. O custo médio de financiamento da EEM, S.A. em 2009 situou-se em 4,10% e em 2010, em 4,12%. De 2011 em diante, a empresa perspetiva taxas bastante mais gravosas.

Ambas as regiões beneficiam de empréstimos junto do BEI e de outras instituições necessitando de avales das Regiões Autónomas e/ou do Governo da República. A 31 de dezembro de 2011 e, considerando o financiamento de longo prazo da EDA, o peso dos empréstimos de longo prazo com

---

<sup>9</sup> “De referir porém, que não temos sentido, na gestão financeira corrente do Grupo, quaisquer efeitos negativos desta descida no *rating*.” – Relatório e contas de 2010 – Grupo EDA, página 6.

<sup>10</sup> “Relatório Contas reguladas 2010” – Abril 2011, página 8.

origem no BEI é de 45%. Na EEM, o peso dos empréstimos com origem no BEI no total dos empréstimos da empresa é de cerca de 20%, para igual período.

Face ao exposto, conclui-se que as empresas das RAA terão provavelmente maior dificuldade na obtenção de financiamento do que a EDP e a REN. Porém, a uniformização de definição do custo de capital permite-lhes beneficiar do fato de terem uma taxa mais baixa de IRC do que a praticada no continente, tendo por esta via uma vantagem fiscal maior do que as empresas congéneres do continente no cálculo do custo de capital. De um modo geral, para cada ponto percentual a menos na taxa de IRC face à taxa implícita no cálculo do custo de capital, as empresas das RAA beneficiam de um aumento no custo de capital realmente aplicado em cerca de 0,1%.

### BETA DO CAPITAL PRÓPRIO

Na base da metodologia CAPM encontra-se a determinação do risco sistemático do ativo com risco cotado em bolsa, a ação. O risco sistemático de cada ação é inerente à própria atividade, não diminuindo com a diversificação da carteira de títulos dos detentores das respetivas ações. O risco sistemático da ação é definido através do cálculo do seu beta, que no contexto da definição do custo de capital da empresa, corresponde ao beta do capital próprio.

Dito de outra forma, o beta de uma ação é definido comparando a evolução da sua cotação face ao rendimento do mercado.

Em termos matemáticos, o beta do capital próprio de uma empresa corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos, sendo que a rendibilidade de uma ação  $j$  poderá ser definida do seguinte modo:

$$E(R_j) = R_f + \beta_j [E(R_m) - R_f] \quad (7)$$

Em que :

- $E(R_j)$  é a rendibilidade esperada da ação  $j$ ,
- $R_f$  é a taxa de juro sem risco,
- $\beta_j$  é o beta do ação  $j$ ,
- $E(R_m)$  é a rendibilidade esperada do mercado.

Contudo, é comum recorrer-se a um modelo muito próximo do CAPM, o *market model*, baseado diretamente na observação do mercado:

$$R_j = R_f + \beta_j [R_m - R_f] \cong a_j + \beta_j [R_{mt}] \quad (8)$$

Sendo  $R_j$  a rentabilidade da ação  $j$ ,  $a_j$  o termo de interceção que representa a taxa de crescimento dos preços das ações e  $R_{mt}$  a rentabilidade do mercado.

Porém, o beta é calculado com base na cotação bolsista das empresas com atividades reguladas que reflete o risco sistemático do conjunto das atividades.

A separação do risco das atividades reguladas do conjunto das atividades segue a metodologia aplicada nos anteriores períodos regulatórios, ou seja, uma metodologia *bottom-up*, em que se desagrega o ativo das empresas pelas suas diferentes atividades.

Para esse fim, após a determinação do beta do capital próprio da empresa cotada em bolsa, determina-se o custo de capital próprio das suas diferentes atividades. Todavia, deve-se, antes, calcular o beta do ativo (não alavancado) da empresa cotada, por forma a anular o efeito da estrutura de capital, tendo em conta os dois postulados de Modigliani e Miller. Estes dois postulados serão desenvolvidos mais adiante na abordagem do tema da estrutura de capital ótima.

A metodologia *bottom-up* contempla as seguintes fase de cálculo:

- a) Cálculo dos betas do capital próprio (alavancado) e do ativo (não alavancado) da empresa cotada.
- b) Cálculo do respetivo beta do ativo e repartição do risco pelas restantes atividades, tendo em conta o postulado da aditividade do valor. Aplicando as seguintes fórmulas deduzidas de Armitage (2005):

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp} + \beta_D \times \frac{D}{CP} \times (1-T)}{1 + \frac{D}{CP} \times (1-T)} \quad (9)$$

Em que:

- $\beta_{cp}$  é o beta do capital próprio.
- $\beta_A$  é o beta do ativo.
- $T$  é a taxa de imposto, sobre o rendimento.
- $\beta_D$  é o beta do capital alheio ou beta da dívida.
- $D$  é o valor da dívida.

e por sua vez que :

$$\beta_A = \sum_i w_i \beta_{Ai} \quad (10)$$

Em que:

- $w_i$  é o peso no ativo da empresa da atividade  $i$ .

- e  $\beta_{A_i}$ , o beta da atividade  $i$ .

### BETA CAPITAL PRÓPRIO - EDPD

Calcularam-se os betas do capital próprio da EDP com base nas cotações diárias dos últimos dois anos. Este exercício efetuou-se igualmente considerando como mercado de referência o mercado bolsista alemão.

Posteriormente, calculou-se o beta do ativo aplicando-se a equação (8) e considerando-se os seguintes parâmetros, para além dos já referidas anteriormente:

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante às últimas contas anuais publicadas relativas a 2010.
- O valor da dívida a 31 de dezembro de 2010, deduzida dos créditos e das disponibilidades de curto prazo, corresponde a 18 265 milhares de euros.
- O valor de mercado do capital próprio da EDP a 31 de dezembro de 2010, dado pela sua capitalização bolsista, corresponde a 9 108 milhares de euros.
- A taxa de imposto considerada é a taxa máxima de imposto efetiva<sup>11</sup> em 2010, isto é, 29%.

O Quadro 2-6 apresenta os resultados obtidos, comparando-os com os definidos nos anteriores períodos regulatórios.

**Quadro 2-6 - Betas da EDP**

	2011 (período regulatório 2012-2014)		2008 (período regulatório 2009-2011)		2005 (período regulatório 2008-2006)		2004 (período regulatório 2005)	2001 (período regulatório 2002-2004)
	PSI 20	Dax	PSI 20	Dax	PSI 20	Dax	PSI 20	PSI 20
Beta capital próprio EDP	0.76	0.65	0.90	0.30	0.96		0.69	
Beta activo EDP (retirado efeito estrutura do capital), sem beta dívida	0.66	0.22	0.50	0.17	0.50		0.50	0.46
Beta activo EDP (retirado efeito estrutura do capital), com beta dívida	0.69	0.66	-	-	-	-	-	-

Fonte: ERSE

Quando comparado com o mesmo exercício efetuado nos anos anteriores, observa-se:

<sup>11</sup> Na prática, após as devidas correções contabilísticas, a taxa aplicada é diferente, podendo ser menor.

- Uma aproximação entre os betas calculados tendo como referência o PSI 20 e o DAX.
- O beta do ativo já não se mantém à volta de 0,5, tendo passado para 0,69 (considerando o beta da dívida diferente de 0).

O primeiro ponto demonstra uma maior integração dos mercados bolsistas, perspetivando-se que o mercado relevante para a EDP já não se confina ao mercado nacional. No que diz respeito ao segundo ponto, este demonstra uma alteração do risco sistemático da empresa, muito provavelmente associado à alteração da sua natureza de negócio.

A definição do beta do ativo da EDP D obriga, numa primeira fase, à definição do peso da sua atividade no ativo da empresa (tendo em conta o postulado da aditividade do valor).

Tal como nos anteriores períodos regulatórios, defende-se que apesar de não ser conceptualmente a opção mais correta, em particular por os ativos terem diferentes maturidades, a avaliação das atividades de uma empresa através do seu valor contabilístico é a que se julga-se menos sujeita a discricionariedade. Acresce que a passagem das normas POC para o SNC permitiu aproximar o valor contabilístico do valor de mercado (justo valor). Em termos teóricos, considerar o valor de mercado de cada atividade é a abordagem mais consistente, tendo em conta que o valor de mercado de um ativo reflete as expectativas dos investidores quanto ao seu potencial de criação de lucros e, conseqüentemente, tem subjacente o seu risco. Contudo, as avaliações efetuadas através das metodologias mais consentâneas, como são o *Discount Cash Flow* e o rácio EV/EBITDA<sup>12</sup>, variam com muita sensibilidade com os pressupostos assumidos.

É resolvida a equação que correlaciona os betas de cada atividade e o seu peso no ativo total, de forma a garantir que a soma do risco de cada atividade em proporção ao seu peso reflita o risco da empresa:

---

<sup>12</sup> De uma forma geral, EV corresponde ao valor de mercado da empresa e EBITDA corresponde aos resultados operacionais corrigidas das amortizações e depreciações.

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1} \beta_{Ai} x_i = \beta_{AEDP} = 0,69 \\ \bar{\beta}_{AD} < \beta_{AEDP} \\ \bar{\beta}_{AD} < \beta_G \\ \beta_{AH} \cong \beta_{AEDP} \\ \beta_{AB} = \beta_{Ao} = \beta_{AR} \\ \beta_{AR} = 0,85 \\ \beta_{AG} \cong 0,70 \\ \bar{\beta}_{AP} < \bar{\beta}_{AD} \\ \beta_{AC} = 0 \end{array} \right. \quad (11)$$

Sendo:

- $\beta_{Ai}$ , o beta do ativo da atividade  $i$ .
- $x_i$ , o peso da atividade  $i$  no valor do Grupo EDP.
- $\beta_{AEDP}$ , o beta do ativo do Grupo EDP.
- $\beta_{AP}$ , o beta do ativo da atividade de produção de energia elétrica em Portugal.
- $\bar{\beta}_{AD}$ , o valor médio do beta do ativo da EDP Distribuição.
- $\beta_{AD}$ , o valor do beta do ativo da EDP Distribuição.
- $\beta_{AG}$ , o beta do ativo das atividades relacionadas com o gás natural em Portugal.
- $\beta_{AH}$ , o beta do ativo das atividades que digam respeito à Hidrocántabrico.
- $\beta_{AB}$ , o beta do ativo das atividades desenvolvidas no Brasil.
- $\beta_{AR}$ , o beta do ativo das atividades que digam respeito às energias renováveis.
- $\beta_{AC}$ , o beta do ativo dos contadores.
- $\beta_{Ao}$ , o beta do ativo englobado em “outras”.

A resolução da equação acima plasmada, para inferir o beta do ativo da EDPD, tem em conta o seguinte peso de cada atividade:

**Quadro 2-7 - Estimativa dos betas do ativo das atividades da EDP**

	Peso no valor do ativo	Beta do ativo	
<b>Conjunto das atividades da EDP</b>	<b>100%</b>	<b>0,69</b>	
		<b>Valor mínimo</b>	<b>Valor máximo</b>
<b>Distribuição Portugal</b>	<b>8,0%</b>	<b>0,65</b>	<b>0,67</b>
		<b>Valor máximo</b>	<b>Valor mínimo</b>
<b>Produção Portugal</b>	<b>19,3%</b>	<b>0,27</b>	<b>0,26</b>
<b>Hidrocarbónico</b>	<b>11,5%</b>	<b>0,69</b>	<b>0,69</b>
<b>Renováveis</b>	<b>37,5%</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>
<b>Brasil</b>	<b>12,7%</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>
<b>Gás</b>	<b>6,3%</b>	<b>0,70</b>	<b>0,69</b>
<b>Contadores</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Outras</b>	<b>4,5%</b>	<b>0,85</b>	<b>0,85</b>
<b>Conjunto atividades fora Distribuição</b>	<b>92,0%</b>	<b>0,70</b>	<b>0,70</b>

Assumiram-se um conjunto de pressupostos para a definição dos betas das atividades:

- Sendo a EDP Renováveis, SA cotada em bolsa, definiu-se diretamente o seu beta do ativo<sup>13</sup>.
- O beta da produção ordinária continua, tal como o estabelecido no anterior período regulatório, o mais baixo. Considera-se, todavia, que este cresça devido ao aumento do peso das centrais não abrangidas pelos CMEC, bem como devido a recentes desenvolvimentos legislativos referidos em vários documentos que suportam as tarifas e que incidem sobre os recebimentos dos CMEC.
- O beta da Hidrocarbónico é semelhante ao do grupo EDP, por ser na sua génese uma *utility* ibérica, verticalmente integrada e com a sua base de negócios focada no sector elétrico, tal como a EDP.
- Tendo em conta que os contadores não são remunerados para efeitos regulatórios, o seu beta é anulado, o que conduz a um aumento do beta do ativo da EDP Distribuição.

<sup>13</sup> Com base em dados da Reuters.

- Para o gás natural, considera-se que o seu risco é ligeiramente superior ao das atividades de distribuição de energia elétrica, tendo em conta a menor maturidade do negócio e o risco regulatório semelhante.
- Assume-se o risco máximo para as atividades englobadas em “Outras” e do Brasil, isto é, igual ao definido para as atividades renováveis.

Calculando a inversa da equação (8), resulta que o beta do capital próprio compreende-se entre 0,61 e 0,63. De referir que este valor é inferior ao obtido há três anos, por se considerar que o beta da dívida é diferente de zero e, conseqüentemente, o risco é igualmente assumido pelos credores.

### BETA CAPITAL PRÓPRIO - REN

A observação do quadro em infra permite constatar que o beta do capital próprio da REN diminuiu face a 2008, à semelhança do que ocorreu com a EDP.

**Quadro 2-8 - Betas da REN**

	2011 (período regulatório 2012-2014)		2008 (período regulatório 2009- 2011)
	PSI 20	Dax	PSI 20
Beta capital próprio REN	0,50	0,37	0,67
Beta activo REN (retirado efeito estrutura do capital), sem beta dívida	0,20	0,15	0,37
Beta activo REN (retirado efeito estrutura do capital), com beta dívida	0,60	0,54	-

No caso presente observa-se uma situação singular em que o beta do capital próprio é superior ao beta do ativo, a qual reflete a atual situação do mercado financeiro nacional face à área do euro no seu todo, no qual se verifica de facto escassez de crédito<sup>14</sup>.

O beta do ativo apresentado no quadro anterior foi calculado aplicando-se a equação (9) e considerando os seguintes parâmetros, para além dos já referidas anteriormente:

<sup>14</sup> Esta situação anómala põe em causa a teoria financeira, designadamente que o risco do acionista é sempre superior ao do credor ou que o beta do capital próprio é superior ao do ativo. Esta diferente perceção de risco quanto ao capital próprio ou à dívida também se pode observar no facto do desempenho do índice bolsista nacional não ser substancialmente diferente do das principais praças da área do euro.

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante às últimas contas anuais publicadas relativas a 2010;
- O valor da dívida a 31 de dezembro de 2010, deduzido dos créditos e das disponibilidades de curto prazo, corresponde a 2 872 milhares de euros;
- O valor de mercado do capital próprio da REN a 31 de dezembro de 2010 corresponde a 1 378 milhares de euros;
- A taxa de imposto considerada é a taxa máxima de imposto efetiva<sup>15</sup> em 2010, isto é, 29%.

Os pressupostos dos betas das atividades, para as restantes empresas, foram os que se seguem:

- O risco da atividade de transporte de energia elétrica, para os ativos não avaliados a custos de referência, é inferior ou igual ao do conjunto da empresa;
- O risco das atividades de gás natural é superior ou igual ao do transporte de eletricidade (para investimentos não abrangidos pelos custos de referência);
- O risco do transporte de eletricidade, para investimentos não abrangidos pelos custos de referência, é inferior ao da distribuição de energia elétrica. Apesar das semelhanças na regulação do CAPEX, o peso do OPEX sobre o qual se aplica uma regulação por incentivos é muito superior neste último caso;
- O risco dos terrenos continua inferior ao dos restantes ativos, mas superior ao considerado no anterior período regulatório, devido às mudanças legislativas.

O beta do ativo obtido situa-se no intervalo compreendido entre 0,55 e 0,60, sendo inferior ao beta registado há três anos, na medida em que se considera um beta da dívida diferente de 0. Deste modo, parte do risco é igualmente assumido pelos credores.

---

<sup>15</sup> Na prática, após as devidas correções contabilísticas, a taxa aplicada é diferente, podendo ser menor.

**Quadro 2-9 - Estimativa do beta do ativo das atividades da REN**

	Peso no ativo da empresa	Beta do activo	
<b>Conjunto das actividades da REN</b>	<b>100%</b>	<b>0,60</b>	
		<b>Valor mínimo</b>	<b>Valor máximo</b>
<b>Setor elétrico</b>	<b>54,4%</b>	<b>0,57</b>	<b>0,63</b>
		<b>Valor máximo</b>	<b>Valor mínimo</b>
<b>Setor do gás natural</b>	<b>33,7%</b>	<b>0,70</b>	<b>0,61</b>
<b>Terrenos</b>	<b>11,8%</b>	<b>0,40</b>	<b>0,40</b>
<b>Conjunto actividades fora setor elétrico</b>	<b>45,6%</b>	<b>0,62</b>	<b>0,56</b>

#### BETAS DO ATIVO APLICADOS NOS RESTANTES PAÍSES EUROPEUS

O quadro que se segue apresenta os betas do ativo<sup>16</sup> estabelecidos pelos reguladores europeus. Observa-se que os valores são, na sua quase totalidade, inferiores aos aplicados em Portugal.

<sup>16</sup> O beta do capital próprio apurado pelos reguladores para as empresas reguladas não é apresentado, tendo em conta que varia consoante a estrutura de capital das empresas. Sublinhe-se, contudo, que os valores apurados para o caso português, estão, de um modo geral em linha com os valores nos restantes países europeus.

**Quadro 2-10 - Betas do ativo definidos pelos reguladores europeus**

		Beta do Activo*	
		$\beta(cp) = \beta a \times [1+(1-T) \times (D/CP)]$	$\beta(cp) = \beta a \times [1+(D/CP)]$
Holanda	ORT	0,39	0,34
	ORD	0,42	0,36
Luxemburgo	ORT	0,45	0,38
	ORD		
Polónia	ORT	0,43	0,40
	ORD		
Grã-Bretanha	ORT	0,49	0,40
	ORD	0,39	0,32
País A	ORT	0,33	0,27
	ORD		0,28
País B	ORT	Sem informação disponível	
	ORD	Sem informação disponível	
País C	ORT	0,30	0,28
	ORD	0,35	0,32
País D	ORT	Sem informação disponível	
	ORD	Sem informação disponível	
País E	ORT	0,41	0,37
	ORD	0,42	0,38
País F	ORT	0,30	0,25
	ORD		0,28
País G	ORT	0,33	0,26
	ORD		
País H	ORT	0,35	0,32
	ORD		
País I	ORT	0,26	0,24
	ORD		
País J	ORT	0,39	0,32
	ORD	0,41	0,33
País K	ORT	0,34	0,32
	ORD		
País L	ORT	Sem informação disponível	
	ORD	Sem informação disponível	
País M	ORT	Sem informação disponível	
	ORD	Sem informação disponível	
País N	ORT	0,42	0,35
	ORD		
País O	ORT	0,48	0,45
	ORD		
País P	ORT	Sem informação disponível	
	ORD	0,42	0,37
País Q	ORT	Sem informação disponível	
	ORD	0,35	0,31

Nota: Entre os países analisados, apenas a Holanda, Luxemburgo, Polónia e a Grã-Bretanha aceitaram que os seus dados fossem identificados. O beta do ativo foi calculado pelo CEER, tendo por base os valores enviados pelo regulador relativos ao beta do capital próprio e *gearing*s.

Fonte: CEER

### 2.3.2 ESTRUTURA DA DÍVIDA

O primeiro dos postulados de Modigliani e Miller afirma que a estrutura de capital de uma empresa não altera o valor desta no seu todo, alterando apenas o risco para os acionistas e, conseqüentemente, o seu custo do capital próprio. Contudo, este postulado aplica-se apenas até um nível de endividamento considerado razoável, isto é, que não tenha implicações no risco de insolvência da empresa. Deste modo, até um certo nível, graus de endividamento elevados permitem diminuir o custo de capital, tendo em conta que o custo do capital alheio é normalmente inferior ao custo do capital próprio. De um modo geral, as *utilities*, por beneficiarem de uma certa estabilidade em termos regulatórios e terem um risco concorrencial muito reduzido, recorrem mais ao capital alheio. Este fato reflete-se na estrutura das atividades das empresas reguladas, que têm rácios de dívida bastante elevados.

Porém, é prática comum entre os reguladores europeus dos sectores do gás e da energia elétrica aplicarem estruturas de capital teóricas para a definição do custo de capital, como se observa no quadro que se segue.

**Quadro 2-11 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus**

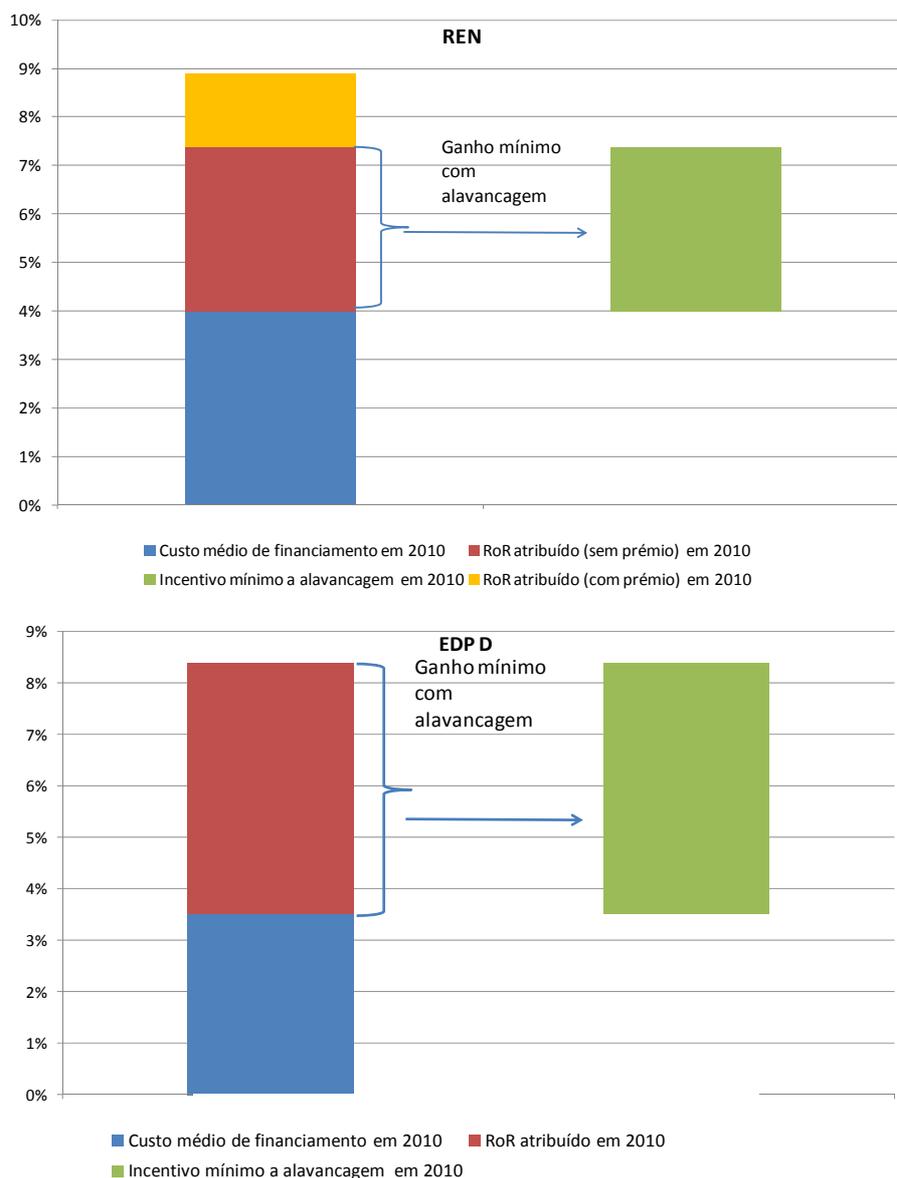
		Rácio de endividamento		Breve descrição
		Valor	Ano	
Holanda	ORT ORD	55,00%	2010	Valor ótimo teórico baseada em análise de mercado
Luxemburgo	ORT ORD	50,00%	2008	Valor ótimo teórico
Polónia	ORT ORD	34,00%	2010	Valor teórico expectável pelo regulador, baseado em rácios reais e planos de investimento futuros
Grã-Bretanha	ORT ORD	60,00% 65,00%	2006 2009	Baseado em análises de mercado, reuniões com agência de notação de risco
País A	ORT ORD	70,00% 60,00%	2009	Baseado em publicações de especialistas e rácio reais de empresas (ORT)/ Baseado em publicações de especialistas e análises de mercado (ORD)
País B	ORT ORD	Sem informação disponível		
País C	ORT ORD	30,00% 40,00%	2009	Baseado num compromisso entre os rácios utilizados por outros reguladores e os rácios reais
País D	ORT ORD	Sem informação disponível		
País E	ORT ORD	50,00%	2011	Baseado em publicações de especialistas
País F	ORT ORD	60,00% 30,00%	2007	Baseado em publicações de especialistas
País G	ORT ORD	60,00%	2008	
País H	ORT ORD	60,00%	2008	
País I	ORT ORD	45,00%	2008	Baseado em dados obtidos por benchmarkings
País J	ORT ORD	44,40%	2008	Valor teórico ótimo baseado em análises de mercado
País K	ORT ORD	55,00%	2010	Valor teórico ótimo
País L	ORT ORD		2008 2008/2010	Rácio real
País M	ORT ORD		2010	Rácio real
País N	ORT ORD	60,00%	2006	Valor teórico ótimo baseado em análises de mercado
País O	ORT ORD	60,00%	2009	Valor esperado pelo regulador
País P	ORT	Sem informação disponível		
	ORD	37,00%	2008	Baseado em análises de mercado
País Q	ORT	Sem informação disponível		
	ORD	39,00%	2009	Baseado numa estimativa da estrutura de capital de empresas internacionais da área da energia

Nota: Entre os países analisados, apenas a Holanda, Luxemburgo, Polónia e a Grã-Bretanha aceitaram que os seus dados fossem identificados. Os valores assinalados a amarelo correspondem a valores médios.

Fonte: CEER

A ERSE tem aplicado o *gearing* verificado por forma a não incentivar as empresas a aumentarem o seu custo de capital. Contudo, este efeito tem sido dificilmente controlável face à diferença entre a taxa de remuneração aplicada aos ativos (RoR) e o custo de financiamento das empresas, como mostra a Figura 2-12 com dados relativos a 2010.

Figura 2-12 - Alavancagem e RoR



No entanto, no quadro atual de aumento do custo de financiamento e de dificuldade na obtenção do mesmo, a ERSE define o valor do *gearing*. O valor é de 0,5, igual ao aplicado no setor do gás natural.

## 2.4 CUSTO CAPITAL PARA 2012-2014

### 2.4.1 REN E EDP DISTRIBUIÇÃO

Nos capítulos anteriores procedeu-se ao enquadramento teórico da definição do custo de capital e à definição pela ERSE dos parâmetros que conduzem ao apuramento final do custo de capital para cada uma das atividades reguladas.

Nos pontos seguintes são apresentados os valores definidos pela ERSE para o custo de capital nominal antes de impostos para as atividades reguladas das cinco empresas reguladas – REN, S.A., EDP Distribuição, EDP SU<sup>17</sup>, EDA, S.A. e EEM S.A..

O exercício de definição de custo de capital num ambiente de incerteza e de dificuldade de obtenção de financiamento resultou nos valores apresentados nos quadros que se seguem.

Alguns aspetos decorrentes desses exercícios são de realçar. Com a não aplicação do *price cap* ao CAPEX da EDP Distribuição e, conseqüentemente, com a garantia de remuneração dos investimentos realizados pela REN, a última revisão regulamentar permitiu aproximar o risco de atividade dessas duas empresas. Porém, persistem algumas diferenças que derivam do fato dos custos de exploração na EDP Distribuição terem um peso superior aos da REN no total dos custos, bem como do fato do Operador das Redes de Distribuição em MT e AT estar sujeito ao risco de procura. Estas diferenças justificam que os betas da EDP Distribuição e da REN não sejam iguais, o que se repercute na diferença de 0,5 pontos percentuais entre a taxas de remuneração destas duas empresas. Todavia, a consideração do *spread* para os ativos valorizados a custos de referência da entidade concessionária da RNT resulta num valor superior de custo de capital para esta última, face à EDP Distribuição, em 1%.

Com a manutenção da metodologia de valorização dos ativos a custos de referência, o seu racional persiste desde o último período regulatório, mantendo-se por isso o valor do prémio em 1,5%.

A incerteza quanto à evolução do atual contexto económico-financeiro obriga a alterar a metodologia de determinação do custo de capital. Assim, as OT não podem ser consideradas um ativo financeiro sem risco, na medida em que passaram a refletir níveis elevados de risco.

Deste modo, para este período regulatório, contrariamente ao sucedido no anterior, em que a taxa de juro sem risco consistia na média anual das *yield* das OT's, optou-se por recorrer à média das *yields* das obrigações a 10 anos dos principais países europeus da zona euro com *rating* AAA, para o cálculo da taxa de juro sem risco, fixada para o período de regulação.

---

<sup>17</sup> A taxa da EDP D é igualmente aplicada às atividades reguladas da EDP, SU.

Para além disso, perante a instabilidade do quadro económico atual, importa desenvolver um mecanismo que permita refletir nos *spreads*, que compensam os riscos dos capitais próprio e alheio, a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas. Para este fim, os *spreads* serão indexados com base na cotação média diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos, que constituem um indicador do patamar de risco a considerar para efeitos do custo de oportunidade do capital, sendo a metodologia desenvolvida no ponto seguinte.

Finalmente, a determinação do custo de capital já incorpora as propostas para o Orçamento de Estado de 2012 em sede de IRC, designadamente a taxa adicional para as empresas com lucros superiores a 10 milhões de euros.

Quadro 2-12 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital da REN para ativos não valorizados a custos de referência

Taxa de juro nominal sem risco	A	3,41%	
Prémio de dívida	B	4,30%	4,30%
Custo da dívida antes de impostos	$C=A+B$	7,71%	7,71%
Custo da dívida depois de impostos	$D=Cx(1-J)$	5,28%	5,28%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	E	0,5	0,5
Prémio de risco do capital próprio	F	6,50%	6,50%
Beta do capital próprio	G	0,51	0,60
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(FxG)$	6,72%	7,32%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	9,81%	10,69%
Taxa de imposto	J	31,5%	31,5%
Custo de capital antes de impostos	$L=(CxE)+(Ix[1-E])$	8,76%	9,20%

Quadro 2-13 - Custo de capital da REN e *spreads* considerados sobre a taxa de juro sem risco

Taxa de juro nominal sem risco	A	3,4%
Spread sobre taxa de juro sem risco	B	5,6%
Custo de capital antes de impostos para activos não valorizados a custos de referência	$C=A+B$	9,0%
Spread para activos valorizados a custos de referência	D	1,5%
Custo de capital antes de impostos para activos valorizados a custos de referência	$E=D+C$	10,5%

**Quadro 2-14 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital de EDP Distribuição<sup>18</sup>**

Taxa de juro nominal sem risco	A	3,41%	
Prémio de dívida	B	4,30%	4,30%
Custo da dívida antes de impostos	C=A+B	7,71%	7,71%
Custo da dívida depois de impostos	D=Cx(1-J)	5,28%	5,28%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	E	0,5	0,5
Prémio de risco do capital próprio	F	6,50%	6,50%
Beta do capital próprio	G	0,65	0,67
Custo do capital próprio depois de impostos	H=A+(FxG)	7,65%	7,77%
Custo do capital próprio antes de impostos	I=H/(1-J)	11,17%	11,34%
Taxa de imposto	J	31,5%	31,5%
Custo de capital antes de impostos	L=(CxE)+(Ix[1-E])	9,44%	9,53%

**Quadro 2-15 - Custo de capital da EDP Distribuição e *spreads* considerados sobre a taxa de juro sem risco**

Taxa de juro nominal sem risco	A	3,4%
Spread sobre taxa de juro sem risco	B	6,1%
Custo de capital antes de impostos	C=A+B	9,5%

#### 2.4.2 REGIÕES AUTÓNOMAS

À semelhança dos períodos regulatórios anteriores, a ERSE mantém a mesma metodologia de equiparação do custo de capital a aplicar a cada uma das atividades das empresas insulares com as atividades equivalentes do continente. Deste modo, à atividade de AGS será aplicada o custo com capital das atividades reguladas da REN e para as atividades de DEE e de CEE, o custo de capital da EDP Distribuição.

Uma última nota no que concerne ao imposto considerado no cálculo do custo do capital. Nas Regiões Autónomas a taxa de imposto a aplicar aos rendimentos coletivos (IRC) é diferente da praticada no continente. Na Região Autónoma dos Açores, a taxa de IRC para 2011 é de 17,5% enquanto na Região Autónoma da Madeira é de 20%. Acresce a esta situação, o facto de na Região Autónoma dos Açores existir imposto de derrama enquanto na Região Autónoma da Madeira a mesma não é aplicada. A utilização de taxas de impostos diferentes das consideradas pela ERSE conduziria a um custo de capital inferior, o que impediria de compensar no valor final da taxa de remuneração do ativo, o diferencial de custos de financiamento das empresas das Regiões Autónomas.

<sup>18</sup> É aplicado um *spread* adicional sobre o ativo da EDP Distribuição afeto à rede inteligente, que em média para o período regulatório 2012-21014 representa menos de 1% do total do ativo regulado.

## 2.5 METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO

Como se viu, a incerteza quanto à evolução do atual contexto económico-financeiro obriga a alterar a metodologia de determinação do custo de capital. Assim, as OT's não podem ser consideradas um ativo financeiro sem risco, na medida em que passaram a refletir níveis elevados de risco.

Deste modo, para este período regulatório, contrariamente ao sucedido no anterior, em que a taxa de juro sem risco consistia na média anual das *yield* das OT's, optou-se por recorrer à média das *yields* das obrigações a 10 anos dos principais países europeus da zona euro com *rating* AAA, para o cálculo da taxa de juro sem risco, fixada para o período de regulação.

Para além disso, perante a instabilidade do quadro económico atual, importa desenvolver um mecanismo que permita refletir nos *spreads*, que compensam os riscos dos capitais próprio e alheio, a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas. Para este fim, os *spreads* serão indexados com base na cotação média diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos, que constituem um indicador do patamar de risco a considerar para efeitos do custo de oportunidade do capital.

Neste contexto, considerou-se que o RoR (remuneração do ativo regulado) deve ser “*forward-looking*” e não “*backward looking*” como era na metodologia anterior. A atualização do RoR far-se-á com base na evolução das cotações médias diárias dos CDS da República Portuguesa a 5 anos publicados pela Reuters durante o período do mês de outubro anterior ao ano a que diz respeito até ao mês setembro posterior a esse mês.

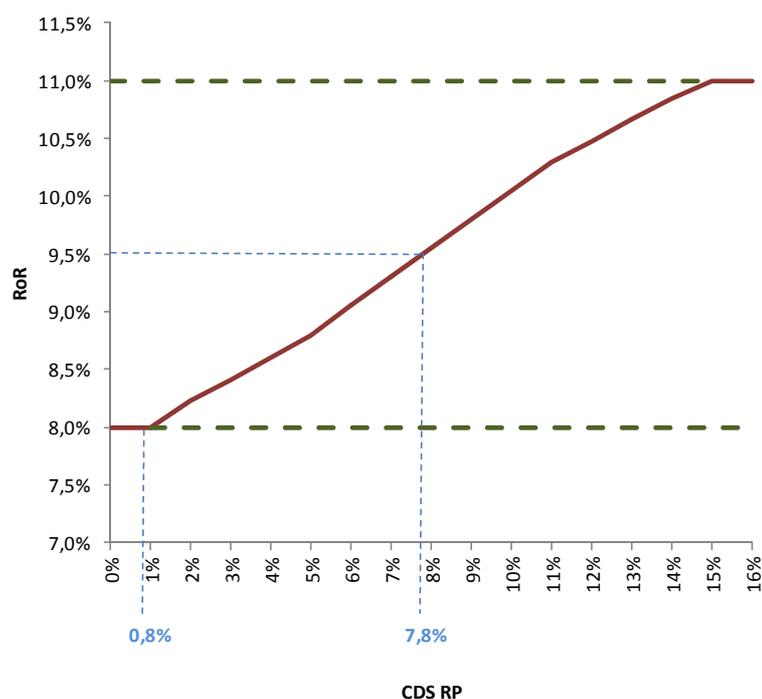
Dada a actual volatilidade dos indicadores de mercado, considera-se adequado incluir um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*), bem como o estabelecimento de um mecanismo de amortecimento. Considera-se que o *floor* representa uma situação normal de risco, onde o RoR é inferior em cerca de 1,5 p.p. ao ponto central do mecanismo de indexação. Com vista a assegurar a simetria do processo de indexação, o *cap* é estabelecido em 1,5 p.p. acima do valor de partida.

### ATIVIDADES REGULADAS DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

- A taxa de juro sem risco é fixada em 3,41% para o próximo período regulatório. Valor obtido com base na média das *yields* das obrigações a 10 anos dos principais países europeus da zona euro com notação AAA (Alemanha, Finlândia, França, Áustria e Países Baixos), para o período dos últimos 3 anos terminado em agosto de 2011;
- O *spread* inicial baseia-se na diferença entre o RoR definido inicialmente para a empresa (9,5%) e a taxa de juro sem risco (3,41%);
- O *spread* será indexado com base na cotação média diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos para empréstimos em euros (fonte Reuters);

- Para efeitos de determinação do RoR do ano t, será considerada a média do indexante de outubro do ano t-1 a setembro do ano t, a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- O ponto de partida do indexante é 7,80%. Valor obtido tendo em conta a média da cotação diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos, dos meses de abril a setembro de 2011, filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- Se o CDS da República Portuguesa subir (descer) entre 0% e 3%, o RoR tem um *step up* (*step down*) entre 0% e 0,75%;
- Se subir (descer) entre 3% e 7%, o RoR é incrementado (reduzido) até mais (menos) 0,75%, até ao limite de variação total de  $\pm 1,5$  p.p..

Figura 2-13 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica

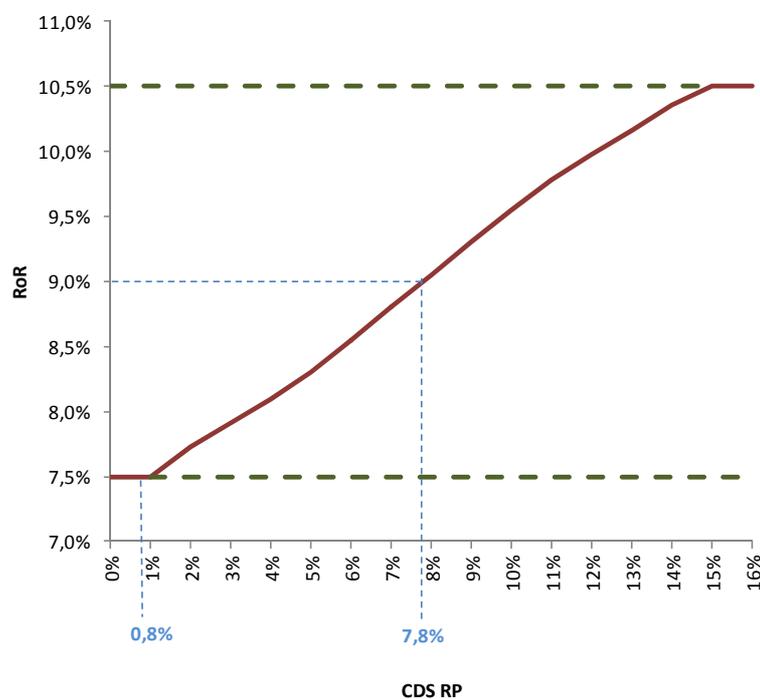


#### ATIVIDADES DE TRANSPORTE, GESTÃO DE SISTEMA

- A taxa de juro sem risco é fixada em 3,41% para o próximo período regulatório. Valor obtido com base na média das *yields* das obrigações a 10 anos dos principais países europeus da zona euro com notação AAA (Alemanha, Finlândia, França, Áustria e Países Baixos), para o período dos últimos 3 anos terminado em Agosto de 2011;

- O *spread* inicial baseia-se na diferença entre o RoR definido inicialmente para a empresa (9,5%) e a taxa de juro sem risco (3,41%);
- O *spread* será indexado com base na cotação média diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos para empréstimos em euros (fonte Reuters);
- Para efeitos de determinação do RoR do ano t, será considerada a média do indexante de outubro do ano t-1 a setembro do ano t, a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- O ponto de partida do indexante é 7,80%. Valor obtido tendo em conta a média móvel da cotação diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos, dos meses de abril a setembro de 2011, filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- Se o CDS da República Portuguesa subir (descer) entre 0% e 3%, o RoR tem um *step up* (*step down*) entre 0% e 0,75%;
- Se subir (descer) entre 3% e 7%, o RoR é incrementado (reduzido) até mais (menos) 0,75%, até ao limite de variação total de  $\pm 1,5$  p.p..

**Figura 2-14 - Metodologia de indexação na actividades de Transporte, Gestão de Sistema**



### **3 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA DA REN**

Neste capítulo determinam-se os parâmetros da atividade de Transporte de Energia Elétrica para o período de regulação 2012 a 2014.

No período de 1999 a 2008 os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica foram determinados em base anual. Com o objetivo de promover um comportamento mais eficiente por parte do operador da rede de transporte, foi implementado, no período regulatório 2009-2011, um modelo de regulação assente num sistema de incentivos.

Com esse tipo de modelos, baseados em incentivos, pretende-se simplificar a regulação e conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho, dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de atuação.

Assim, foram implementados quatro formas de incentivos para promover o desempenho do operador da rede de transporte, incidindo sobre o OPEX e CAPEX, designadamente:

- Investimento mais eficiente;
- Manutenção de ativos totalmente amortizados que ainda apresentem condições adequadas de funcionamento;
- Exploração mais eficiente;
- Melhor desempenho ambiental.

Ponderadas as vantagens e os inconvenientes da aplicação dos incentivos, ao longo do período regulatório 2009-2011, a ERSE decidiu estender a sua aplicabilidade ao período de regulação 2012-2014.

Assim, os incentivos têm como objetivo principal:

1. Introduzir mecanismos de incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos equipamentos a integrar na rede;
2. Considerar taxas de remuneração diferenciadas a aplicar à base de ativos em função do tipo de regulação (consoante seja por custos aceites ou por custos de referência) que lhe está associado;
3. Introduzir um incentivo à manutenção de ativos em fim de vida útil que ainda apresentem condições de funcionamento aprovadas para além do período de amortização;
4. Incentivo à diminuição dos custos de exploração, que estabeleça limites máximos a aplicar a estes custos e considere custos de referência adaptados ao nível de atividade da empresa;
5. Introduzir um incentivo à disponibilidade da rede de transporte.

No que concerne ao incentivo à promoção do desempenho ambiental, este encontra-se a ser reequacionado, no seguimento das recomendações emitidas pelo Conselho Tarifário.

A monitorização deste tipo de incentivos deve ser efetuada através da avaliação dos resultados obtidos ao longo de vários anos. Neste momento, em que a informação disponível refere-se apenas a dois exercícios económicos fechados, anos de 2009 e 2010, e estimativas para o ano de 2011, é prematuro avaliar com absoluta clareza a boa aplicabilidade dos mesmos.

Face ao exposto a ERSE entendeu no processo de revisão regulamentar ocorrido em 2011 dar continuidade à aplicação dos incentivos ao operador da rede de transporte, para o período regulatório de 2012-2014.

A ERSE após avaliar o desempenho do operador da rede de transporte no período que antecedeu a aplicação dos incentivos (até 2008) e no período de aplicação dos mesmos (2009-2011), procedeu à definição dos parâmetros a aplicar no novo período de regulação.

Tendo em conta o exposto, os parâmetros definidos para esta atividade para o período 2012-2014, são os seguintes:

- Custos incrementais:
  - Base de custos operacionais para o ano 2012 e fator de eficiência para o período de regulação 2009-2011;
  - Custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações;
- Incentivo à extensão da vida útil:
  - Parâmetro associado ao incentivo em fim de vida útil (designado por  $\alpha$  no n.º 5 do artigo 79.º do atual Regulamento Tarifário);
  - Taxa de remuneração dos activos em fim de vida útil (designado por  $r_{\text{ime,URT}}$  no n.º 5 do artigo 79.º do atual Regulamento Tarifário);
- Mecanismo de valorização dos novos investimento da rede nacional de Transporte a custos de referência:
  - Largura da banda de custos de referência/custos reais ( $C_{\text{ref}}/C_{\text{real}}$ ) para obtenção de taxa com prémio (designado por  $\alpha$  no Despacho n.º 14 430/2010);
  - Fator de eficiência (designado por  $X_n$  no Despacho n.º 14 430/2010);
  - Taxa de remuneração de ativos com base em custos de referência (designado por  $r_{C_{\text{ref,URT}}}$  no n.º 4 do artigo 79.º do atual Regulamento Tarifário);

- Deflator do PIB - Previsão IPRI;
- IHPC - Previsão IPC;
- Interruptibilidade:
  - Taxa de juro a aplicar aos custos de t-1, nos termos do nº4 do artigo 75.º do Regulamento Tarifário.
- Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente ao ano t-2;
- Custo de capital para os ativos calculados com base em custos reais.

A forma de cálculo do custo de capital e a justificação para os respetivos valores encontra-se no ponto 2.

### **3.1 BASE DE CUSTOS OPERACIONAIS PARA 2012 E FATOR DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO 2012 A 2014**

A reorganização do mercado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, associada à cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia Elétrica das centrais da EDP Produção obrigou a uma reorganização da REN, SA, nomeadamente à criação da REN Trading, para a qual foi transferida a gestão dos dois contratos de aquisição de energia elétrica que se mantiveram em vigor, e a eliminação da atividade de Aquisição de Energia Elétrica.

Paralelamente, ocorreu a expansão do Grupo REN do sector do Gás Natural, associado às instalações de alta pressão (terminal de GNL, instalações de armazenamento subterrâneo e rede nacional de transporte), por destaque do Grupo GALP. No decurso de 2008, a REN procedeu à constituição de uma nova empresa, a REN Serviços, a que afetou todas as funções de apoio comum aos dois sectores de atividade.

Estas alterações tiveram como consequência uma reafecção de custos entre todas as atividades reguladas do sector elétrico pertencentes ao Grupo REN: atividade de Gestão Global do Sistema e atividade de Transporte de Energia Elétrica, ambas da REN, e atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC), da REN Trading, o que dificulta a análise evolutiva dos custos de cada atividade.

A análise efetuada neste capítulo incide na atividade de Transporte de Energia Elétrica, para a qual se definiram novos parâmetros a aplicar no período regulatório 2012-2014 pois a atividade de Gestão Global do Sistema continuará a ser regulada por custos aceites.

Assim, na Figura 3-1 apresenta-se a evolução dos custos reais operacionais controláveis da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) deduzidos de proveitos operacionais, a preços correntes e a preços constantes de 2011.

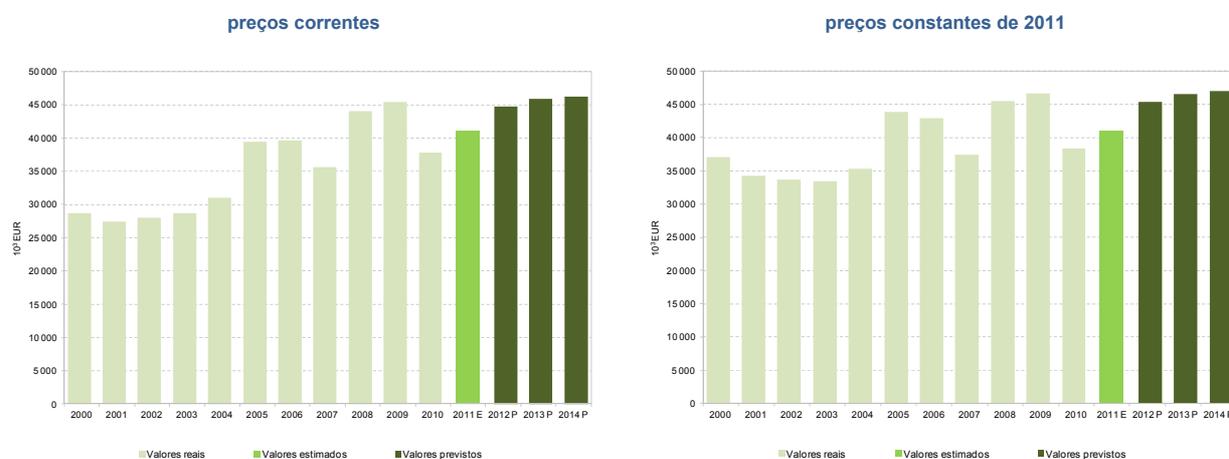
Consideram-se custos operacionais de exploração controláveis os seguintes custos:

- Custo com materiais diversos, gastos com pessoal e custos com fornecimentos e serviços externos líquidos de trabalhos para a própria entidade;
- Custos com provisões (exclui ajustamentos para dívidas de clientes);
- Outros custos, excluindo os custos de interesse geral (sobrecusto das Regiões Autónomas, OMIP/OMIClear, ERSE, AdC, PPEC e PPDA).

Consideram-se proveitos operacionais os seguintes agregados:

- Prestações de serviços e prestações suplementares;
- Outros proveitos excluído subsídios ao investimento e tarifa transfronteiriça.

**Figura 3-1 - Evolução dos custos operacionais de exploração da atividade de Transporte de Energia Elétrica no período 2000-2014**



Da análise à figura salienta-se o facto de que tendo esta atividade sido regulada por custos aceites, os desvios entre as previsões da empresa e o real, desde que devidamente justificados, eram aceites. Esta situação ocorreu com mais impacte em 2005, devido à alteração da metodologia dos custos atuariais e da constituição de uma provisão para outros riscos e encargos com um impacte total de cerca de 11 milhões de euros nos custos desta atividade. Em 2006 reconheceram-se os custos com trabalhos especializados, os quais não tinham sido aceites *a priori* por falta de justificação dos valores pela empresa. Conclui-se, também, que após uma redução dos custos reais entre 2009 e 2010, a REN

perspetiva uma tendência de crescimento dos custos de exploração da atividade de Transporte de Energia Elétrica entre 2010 e 2014.

A Figura 3-2 ilustra a atuação da ERSE no que se refere à aceitação dos custos reais operacionais controláveis, líquidos de proveitos operacionais, da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), a preços correntes e a preços constantes de 2011.

**Figura 3-2 - Evolução dos custos operacionais de exploração reais/aceites da atividade de Transporte de Energia Elétrica no período 2000-2011**



\*estimativa

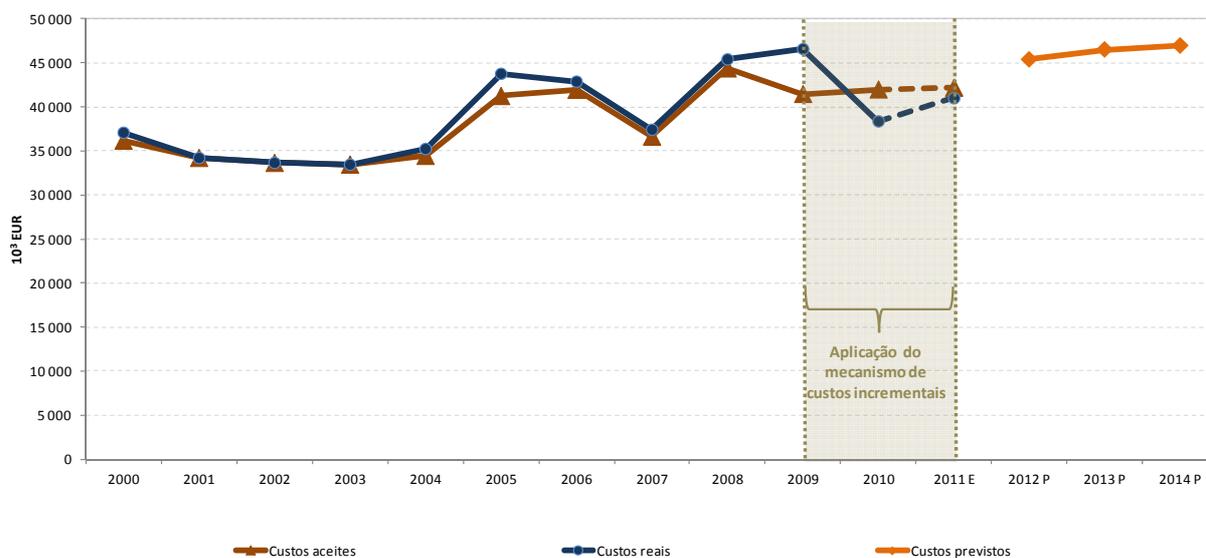
Verifica-se que após a implementação do mecanismo de custos incrementais ao OPEX da atividade de Transporte de Energia Elétrica durante o período regulatório 2009-2011 não ocorreu uma diminuição de custos reais que seria previsível *a priori*. Assim, em 2009, os custos reais foram, quer a preços correntes, quer a preços constantes os mais elevados dos últimos 12 anos. Em 2010, ocorreu uma redução dos custos reais, que no entanto voltam a apresentar um acréscimo previsível para 2011. Contudo, nos últimos 2 anos os custos reais foram inferiores aos custos aceites com a aplicação do mecanismo de custos incrementais.

#### BASE DE CUSTOS OPERACIONAIS E METAS DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO 2012-2014

Até 2008 a atividade de Transporte de Energia Elétrica foi regulada por custos aceites. Entre 2009 e 2011 foi aplicado o mecanismo de custos incrementais.

A Figura 3-3 apresenta a evolução dos custos operacionais na atividade de Transporte de Energia Elétrica no período 2000 a 2010, as estimativas da empresa para o ano de 2011 e as previsões da empresa para o período 2012-2014.

Figura 3-3 - Custos operacionais controláveis na atividade de Transporte de Energia Elétrica

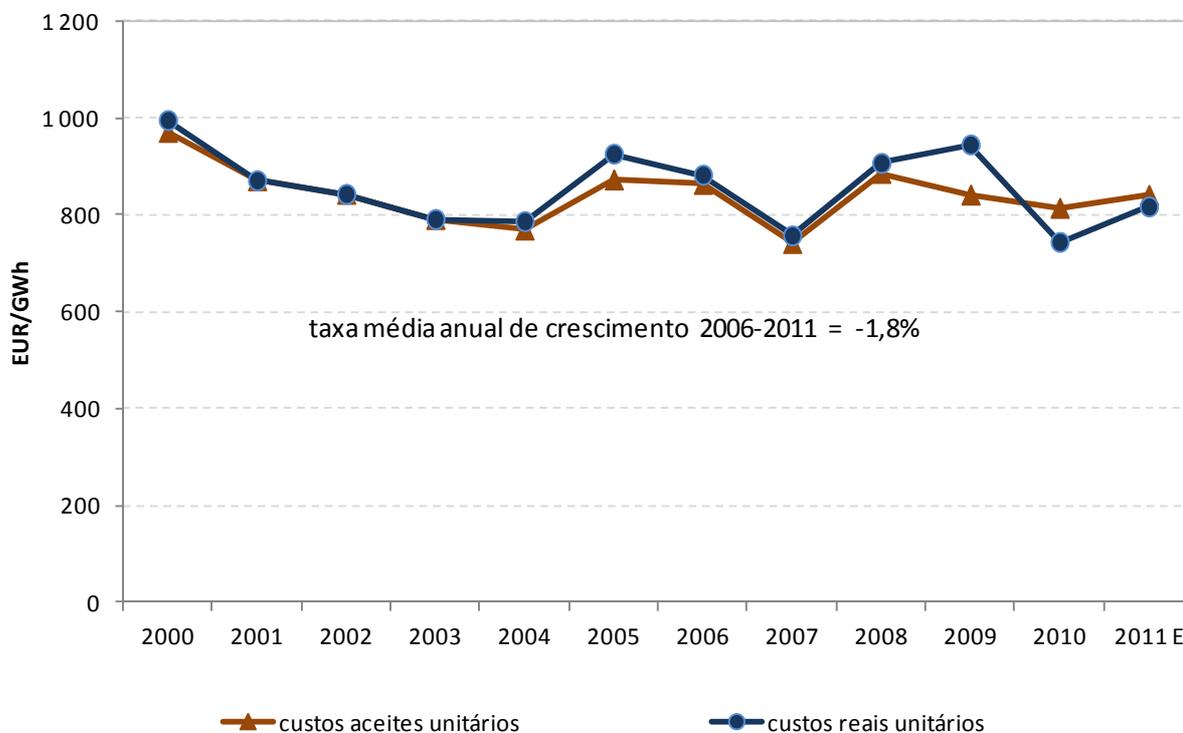


Fonte: REN, ERSE

Na Figura 3-4 apresenta-se a evolução dos custos operacionais controláveis unitários, calculados tendo em conta a energia à entrada da rede de distribuição.

**Figura 3-4 - Custos operacionais controláveis unitários na atividade de Transporte de Energia Elétrica 2000-2011**

(preços constantes de 2011)

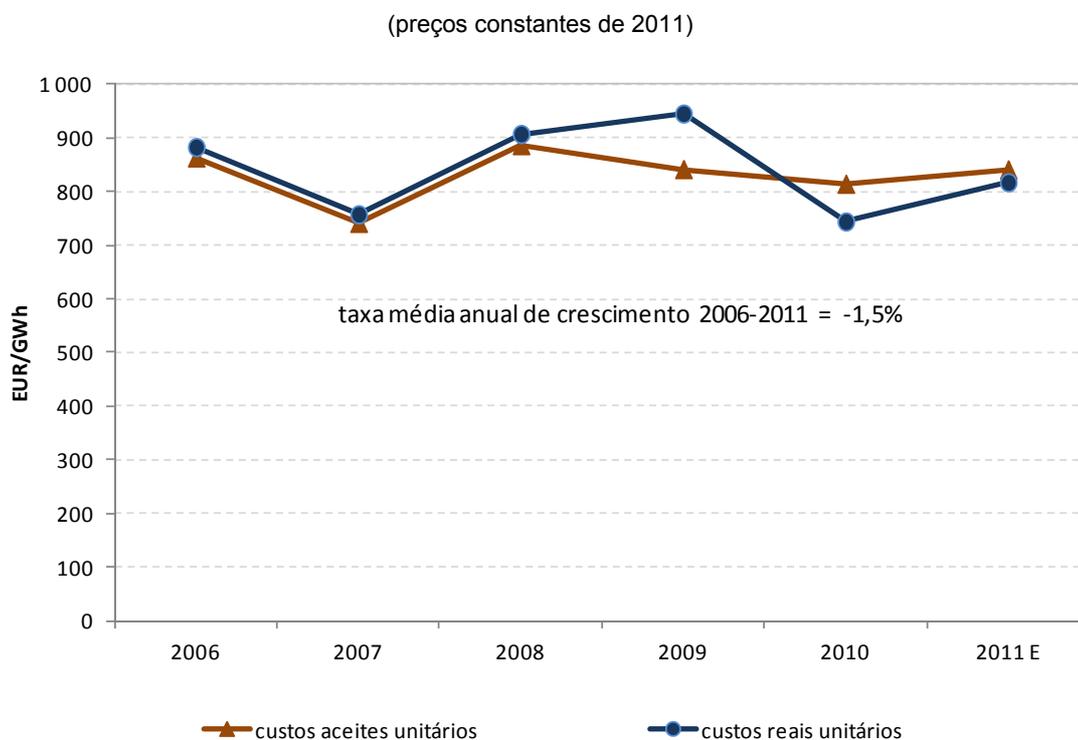


Fonte: REN, ERSE

No período 2000 a 2011 a taxa de variação média anual dos custos unitários a preços constantes de 2011 foi de -1,8%.

A Figura 3-5 apresenta a evolução dos custos unitários nos últimos dois períodos regulatórios (período 2006-2011). Verifica-se que a taxa média anual de crescimento dos custos unitários a preços constantes é de -1,5%.

**Figura 3-5 - Custos operacionais controláveis unitários na atividade de Transporte de Energia Elétrica 2006-2011**



Fonte: REN, ERSE

A análise das figuras anteriores além de evidenciar a taxa média de crescimento ocorrida nos períodos considerados, evidência os seguintes aspetos:

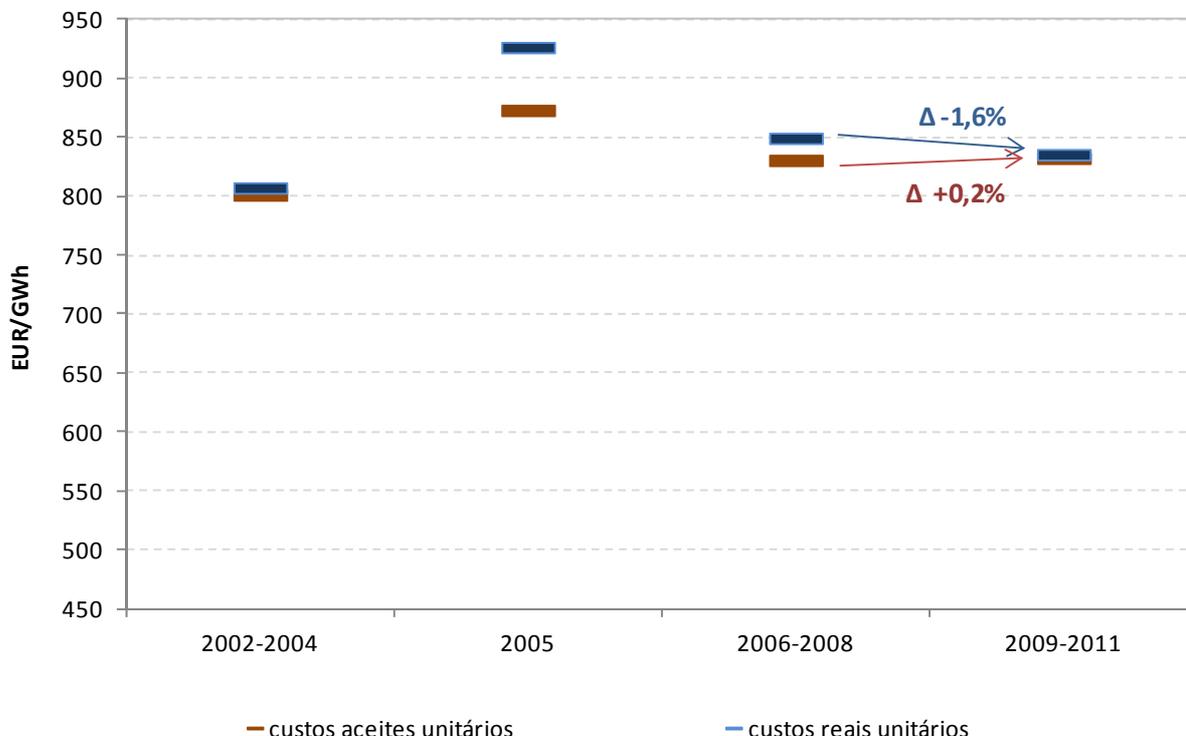
- O melhor desempenho da REN registou-se em 2010 ficando sensivelmente ao nível de 2007;
- O ano de 2009 foi o pior desempenho desde 2000 (Figura 3-4);
- Entre 2010 e 2011 estima-se um acréscimo dos custos operacionais a preços constantes, na ordem dos 6,9%;

A obtenção de ganhos de eficiência na operação e manutenção da rede de transporte por parte da REN é significativamente reduzida uma vez que os decréscimos mencionados anteriormente são em grande parte explicados pelo progresso tecnológico que se estima representar em termos médios 1% ao ano. Anteriormente a 2009 a regulação da atividade de Transporte de Energia Elétrica da REN não foi objeto da aplicação de fatores de eficiência.

A Figura 3-6 apresenta a evolução dos custos operacionais controláveis médios dos últimos quatro períodos regulatórios.

**Figura 3-6 - Custos operacionais controláveis unitários médios na atividade de Transporte de Energia Elétrica por período regulatório**

(preços constantes de 2011)



Fonte: REN, ERSE

Verifica-se que nos últimos três períodos regulatórios a REN apresenta uma tendência de decréscimo dos custos médios unitários reais, não atingindo porém em 2009-2011 o desempenho obtido no período regulatório 2002-2004. Paralelamente, verifica-se que o período regulatório 2009-2011 é aquele em que ocorre em termos médios um menor desvio entre os custos reais e os custos aceites, neste caso por via da aplicação do mecanismo de custos incrementais.

Assim, as metas de eficiência impostas à REN no período regulatório 2009-2011 não conduziram a ganhos significativos de eficiência, sendo que os custos médios aceites são ligeiramente superiores aos do período regulatório anterior (+0,2%), e que os custos médios reais apresentam um decréscimo de 1,6%. Considerando um fator de progresso tecnológico de 1%, o ganho de eficiência real é de apenas mais 0,6%.

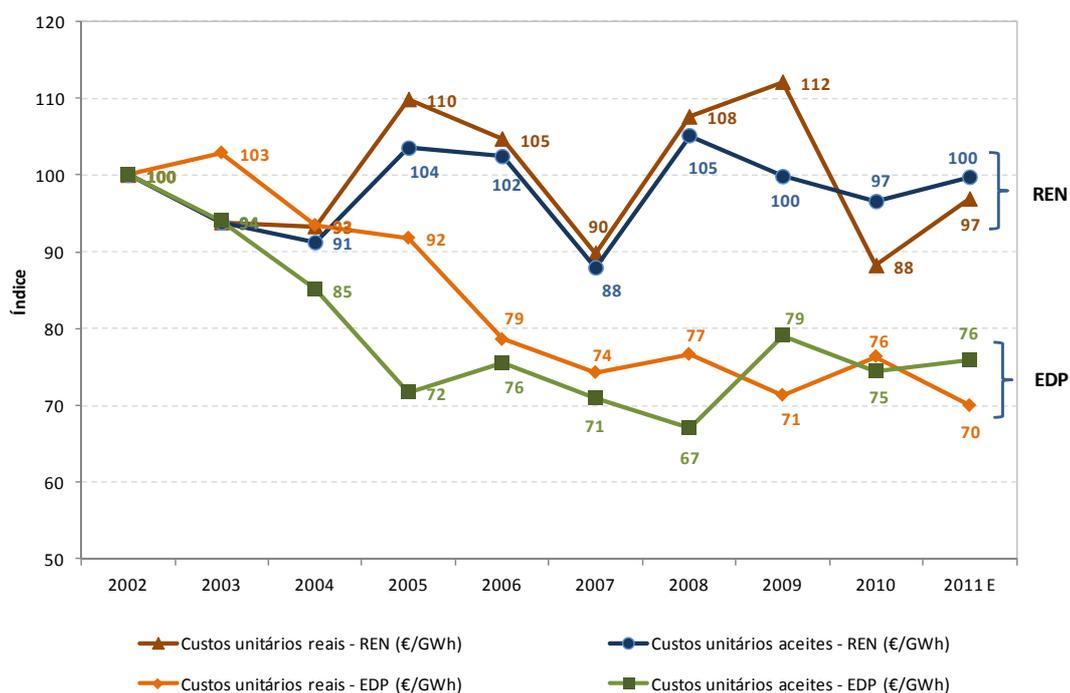
Entre 2008 e 2009 foi efetuado um estudo de *benchmarking* a um conjunto de 22 operadores da rede de transporte Europeus, designado por “International Benchmarking of Electricity Transmission System

Operators - e3Grid Poject – Final Report” publicado em Março de 2009<sup>19</sup>. Este estudo, efetuado por Per Agrell e Peter Bogetoft baseou-se nos dados disponibilizados pelos vários operadores envolvidos (incluindo a REN), e assentou na aplicação de metodologias de análise de eficiência baseadas sobretudo em modelos não paramétricos (DEA) incidindo sobre o TOTEX, OPEX e CAPEX. Nas várias análises efetuadas, a REN apresentou sistematicamente resultados distantes das fronteiras de eficiência, situando-se invariavelmente no último terço dos resultados comparativos dos vários operadores participantes no estudo.

A Figura 3-7 apresenta a evolução dos custos controláveis unitários da REN e da EDP Distribuição a preços constantes de 2011 e na base 100 = 2002. Observa-se que desde 2005 a EDP apresenta custos controláveis abaixo do índice 80 enquanto a REN fica aquém desse desempenho e só em 2010 ficou abaixo do índice 90 atingindo os 88%.

**Figura 3-7 – Evolução dos custos controláveis nas atividades de Transporte de Energia Elétrica e Distribuição de Energia Elétrica**

(preços constantes de 2011 , base 100 = 2002)



Face ao exposto, designadamente a análise suscitada pelo Conselho Tarifário alterou-se as metas de eficiência a aplicar à REN. A ERSE entende não haver justificação para discriminar positivamente a

<sup>19</sup> A versão publica deste estudo pode se visualizada em [http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Benchmarking\\_electricity\\_transmission\\_system\\_operators.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Benchmarking_electricity_transmission_system_operators.pdf)

REN face à EDP nas metas de eficiência impostas a cada empresa, nivelando-as no período regulatório 2012-2014.

O Quadro 3-1 apresenta o valor da base de custos operacionais considerada para 2012 e os fatores de eficiência a aplicar no período regulatório 2012-2014.

**Quadro 3-1 - Fatores de eficiência associados ao mecanismo de custos incrementais para o período 2012-2014**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
				Unid: 10 <sup>3</sup> euros		
<b>A Custos operacionais</b>	39 952	40 872	41 419	41 943		
<b>Fator de eficiência</b>		0,50%	0,50%		3,50%	3,50%
<b>B Custos incrementais por km de rede</b>	430	436	436	426		
<b>Fator de eficiência km de rede</b>		0,00%	0,50%	3,50%	3,50%	3,50%
<b>C Variação dos km de rede (valor médio do ano)</b>	72	268	422			
<b>D Custos incrementais por nº de painéis</b>	5 470	5 552	5 552	5 422		
<b>Fator de eficiência n.º de painéis</b>		0,00%	0,50%	3,50%	3,50%	3,50%
<b>E Variação do n.º de painéis (valor médio do ano)</b>	89	78	109			

Os custos operacionais para 2012 foram determinados pela média dos valores aceites entre 2009-2011 atualizada para 2012 com o deflator do PIB previsto. Nos anos de 2013 e 2014 será aplicada a metodologia de IPC-X sendo o fator de eficiência (X) igual a 3,5% ao ano. Este X reflete o progresso tecnológico de 1% e a eficiência imposta de 2,5% ao ano. Relativamente aos custos incrementais por km de rede e por nº de painéis, os valores de 2012 resultam dos valores de 2011 atualizados para 2012 com IPC-X sendo o X a aplicar entre 2012-2014 de 3,5% ao ano.

### 3.2 INCENTIVO À EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL

A regulação económica altera direta ou indiretamente, o comportamento da empresa regulada. A regulação por limitação do preço incentiva a empresa a uma gestão eficiente através da definição para todo o período de regulação do montante de proveitos autorizados. Contudo, esta redução de custos pode ser conseguida à custa da redução de custos de manutenção das redes e redução de investimentos, o que pode, eventualmente, ter impacto na qualidade do serviço prestado aos seus utilizadores. Já a regulação por custos aceites e a remuneração do investimento, incentiva o investimento em detrimento da manutenção do ativo em fim de vida útil.

No que respeita ao operador da rede de transporte existem ativos que se encontram totalmente amortizados, mas em condições de continuar em exploração. Perante o tipo de regulação existente, o operador da rede de transporte teria incentivo à substituição destes ativos uma vez que os custos com capital (remuneração do ativo e amortização), após o final da vida útil, seriam nulos.

Assim, no período de regulação 2009-2011 foi incluído o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil com o objetivo de manter em exploração o equipamento que se encontra totalmente amortizado, mas em condições técnicas de continuar em exploração, em alternativa à substituição por novos equipamentos e sem pôr em causa a segurança do sistema.

A definição dos parâmetros associados ao mecanismo apenas ocorreu em 2009 constando do Despacho n.º 18 138/2009, de 27 de julho.

A aplicação do mecanismo ao longo do período regulatório resume-se no Quadro 3-2.

**Quadro 3-2 – Aplicação do incentivo à vida útil no período 2009-2011**

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

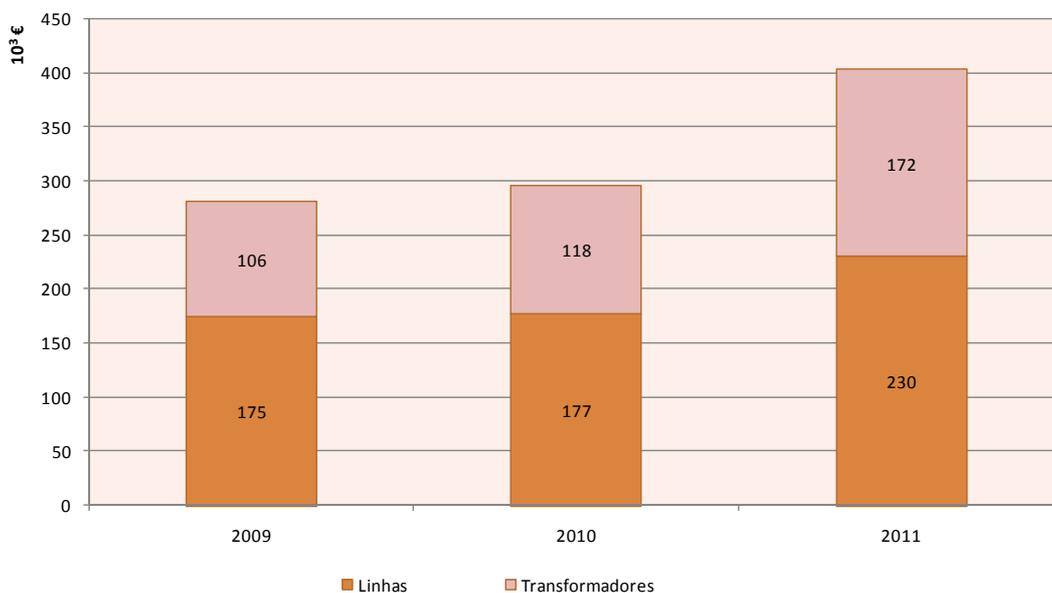
	2009	2010	2011
Taxa de remuneração	9,05%	8,89%	9,06%
Incentivo	20,0%	30,0%	50,0%
<b>Linhas</b>			
activo em fim de vida útil	174 644	177 446	230 108
vida útil	30	30	30
amortização do exercício	5 821	5 915	7 670
remuneração do activo	263	263	347
<b>total</b>	6 085	6 178	8 018
<b>valor do incentivo (1)</b>	<b>1 217</b>	<b>1 853</b>	<b>4 009</b>
<b>Transformadores</b>			
activo em fim de vida útil	105 930	118 350	172 150
vida útil	30	30	30
amortização do exercício	3 531	3 945	5 738
remuneração do activo	160	175	260
<b>total</b>	3 691	4 120	5 998
<b>valor do incentivo (2)</b>	<b>738</b>	<b>1 236</b>	<b>2 999</b>
<b>Total do incentivo (1) + (2)</b>	<b>1 955</b>	<b>3 089</b>	<b>7 008</b>

Entre 2009 e 2011 o volume de ativos em final de vida útil cresceu consideravelmente resultando num acréscimo do incentivo de cerca 5 milhões de euros, correspondentes a uma taxa média anual de crescimento de 89%:

- Linhas – taxa média anual de crescimento de 14,8%;
- Transformadores – taxa média anual de crescimento de 27,5%.

A Figura 3-8 apresenta a evolução dos ativos em final de vida útil afetos ao incentivo.

**Figura 3-8 – Evolução dos ativos em fim de vida útil**



No caso dos transformadores não existe valor histórico do imobilizado, sendo considerado para efeitos de cálculo deste incentivo o custo de referência correspondente, a preços de 2009.

Face ao exposto, na fixação dos parâmetros para o período regulatório 2012-2014, a ERSE entendeu manter o mesmo racional subjacente à fixação dos parâmetros no período regulatório anterior.

Assim, tendo em conta que existem duas taxas de remuneração, uma para os ativos existentes e, outra para aplicar aos novos investimentos, aceites com base em custos de referência, considera-se que esta última deve ser a taxa a aplicar no cálculo do incentivo á extensão da vida útil, uma vez que é esta taxa que assegura a indiferença entre investir ou prolongar a vida útil do equipamento.

Relativamente ao parâmetro associado a este incentivo tendo em conta que por cada 10 p.p. do valor do parâmetro, com o nível de ativos de 2011, o impacte nos proveitos permitidos é de um agravamento de cerca de 1,4 milhares de euros, fixa-se em 50%, valor equivalente ao aplicado em 2011.

O Figura 3-8 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE, a aplicar no período de regulação 2012-2014.

**Quadro 3-3 - Parâmetros a aplicar à manutenção em fim de vida útil**

	2012	2013	2014
Parâmetro associado ao incentivo em fim de vida útil ( $\alpha$ )	50%	50%	50%
Taxa de remuneração dos ativos em fim de vida útil ( $r_{ime}$ )	WACC dos investimentos a custos de referência		

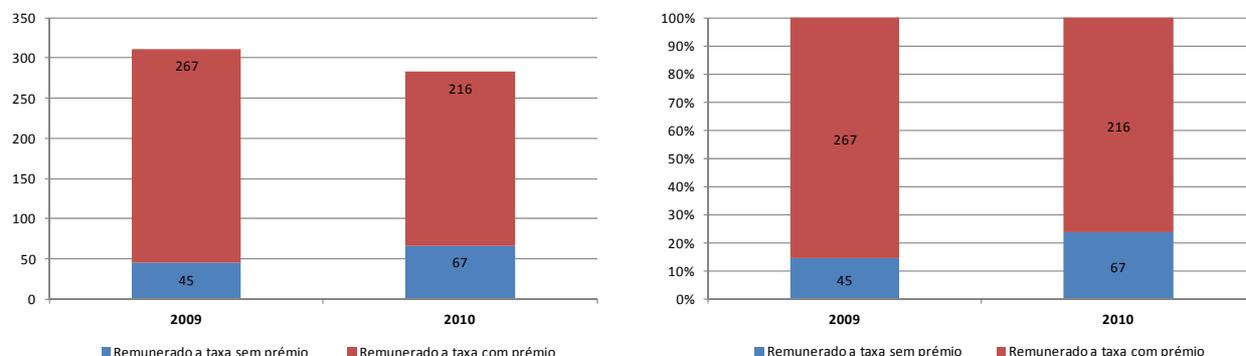
### 3.3 MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

Entre 1999 e 2009, todos os custos de investimento da atividade de Transporte de Energia Elétrica foram aceites e os investimentos, enquanto não entravam em exploração, acumulavam juros. Quando passavam a exploração, a totalidade deste valor era aceite e sobre ele incidia a amortização e a taxa de remuneração do ativo. Com vista a fomentar um comportamento mais eficiente pelo operador da rede de transporte, a ERSE decidiu estabelecer um mecanismo de incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da valorização dos novos investimentos a custos de referência. Este mecanismo, mediante a verificação de um conjunto de condições e restrições relacionadas com as tipologias de investimento e respetivo custo, determina a forma de valorização da base de ativos e a aplicação de taxas de remuneração diferenciadas.

Estes modelos baseados em incentivos procuram conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de atuação. A ERSE considera que a padronização dos investimentos pela empresa obrigará a um exercício de controlo de custos mais rigoroso e irá traduzir-se em vantagens para os consumidores de energia elétrica, melhorando o desempenho da empresa com tradução no aumento do seu valor.

No exercício de aplicação do mecanismo pela REN nos anos de 2009 e de 2010, constata-se que à maioria do ativo transferido para exploração deverá ser aplicada a taxa de remuneração com prémio, o que denota grande eficiência da empresa nos investimentos tipificados, face ao nível dos custos de referência que foi estabelecido. A ERSE aplicou o mecanismo tendo em conta a informação auditada dos investimentos transferidos para exploração e obteve uma repartição diferente dos ativos a remunerar com e sem prémio, mas mesmo assim com elevados níveis de eficiência. A diferença nos resultados é maioritariamente explicada por pressupostos adotados pela REN, os quais são descritos nos relatórios de auditoria, e que a ERSE considerou não se enquadrarem no Despacho n.º 14430/2010, de 15 de Setembro. A figura seguinte ilustra a repartição por remuneração com e sem prémio do ativo (a custos reais) transferido para exploração em 2009 e 2010, sendo visíveis os aspetos acima mencionados.

**Figura 3-9 – Repartição dos ativos transferidos para exploração em 2009 e 2010, por remuneração com e sem prêmio (valores a custos reais, após auditorias)**



**a) Aplicação do mecanismo pela ERSE**

**b) Aplicação do mecanismo pela REN**

Neste contexto, e considerando a experiência adquirida no período regulatório 2009-2011, a ERSE optou por elevar a meta de eficiência de  $X=0,75\%$  para  $X=1,5\%$  no período regulatório 2012-2014. Note-se que estas metas não afetam os processos de atualização de custos unitários de referência de que o mecanismo está dotado, que imunizam a empresa face a variações de preços dos materiais e serviços.

O parâmetro  $\alpha$ , que determina os limites para a remuneração dos ativos à taxa com prêmio, mantém-se para o período 2012-2014 em  $\alpha=10\%$ .

### 3.4 INTERRUPTIBILIDADE

A Portaria n.º 592/2010, de 29 de Julho, estabeleceu o regime aplicável à prestação do serviço de interruptibilidade por consumidores de MAT, AT e MT ao operador da rede de transporte.

Posteriormente o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, estabeleceu a extinção das tarifas de venda a clientes finais aplicáveis a fornecimentos de eletricidade em MT, AT, MT e BTE, a partir de janeiro de 2011.

Esta medida resultou na publicação da Portaria n.º 1309/2010, de 23 de Dezembro, que definiu um regime especial de prestação do serviço de interruptibilidade por um período transitório, com início em 1 de janeiro de 2011, por consumidores em MT, AT e MT, que contratando a energia elétrica em mercado organizado ou a comercializadores não regulados, ofereçam uma potência máxima interruptível inferior a 4 MW e não inferior a 0,25 MW.

Adicionalmente, a Portaria n.º 1309/2010, estabelece que os valores pagos pelo operador da rede de transporte aos prestadores do serviço bem como o valor dos encargos financeiros por ele suportados são repercutidos nos proveitos da atividade de uso global do sistema, no ano subsequente ao ano em que ocorrem "...calculados tendo por base uma taxa de encargos financeiros que reflita corretamente a maturidade e o risco associados aos fluxos financeiros em causa, preservando o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas, e a determinar pela ERSE."

Assim, a taxa de atualização dos encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade enquadrados pela Portaria n.º 1309/2010, parâmetro ( $r_{tr,II}$ ) do número 4 do Artigo 75.º do Regulamento Tarifário é fixada pela ERSE para 2012 em 5,1%<sup>20</sup>.

### **3.5 MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT**

No âmbito do período regulatório 2009-2011, a ERSE alterou a forma de regulação das atividades do operador da rede de transporte de eletricidade, tendo sido introduzidos diversos mecanismos de incentivo, entre os quais o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT), que tem como objetivo promover a fiabilidade, enquanto fator determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho da RNT.

O Regulamento Tarifário em vigor prevê, no seu Artigo 117.º, a existência deste mecanismo remetendo a definição da forma de cálculo e dos respetivos parâmetros para sub-regulamentação. Em 2009, a ERSE publicou o referido mecanismo através do Despacho n.º 18138/2009, do qual constam ainda os valores dos parâmetros a vigorar durante o período regulatório 2009-2011 para a aplicação do mecanismo.

Nesta secção, para além do enquadramento do próprio mecanismo, ao nível dos conceitos subjacentes, do valor e dos parâmetros, apresenta-se também o histórico da taxa combinada de disponibilidade desde a sua entrada em vigor, em 2009 e, com base neste desempenho, são definidos os valores dos parâmetros a vigorar durante o próximo período regulatório.

#### **3.5.1 BREVE DESCRIÇÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT**

O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT incide sobre os "Circuitos de Linha", que englobam as linhas aéreas e os cabos subterrâneos, e os "Transformadores de Potência", que englobam os transformadores de entrega à rede de distribuição e os

---

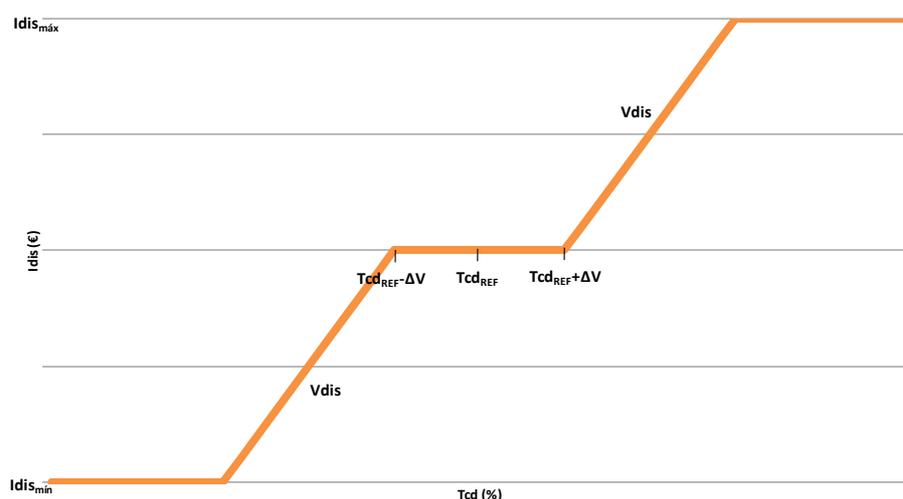
<sup>20</sup> Valor correspondente à taxa média de encargos financeiros da REN em 2011 (vide Quadro 1 – parâmetros, ficheiro Mapas\_RAB\_2011+a+2014\_ERSE\_V15062011.xlsx apresentado pela REN para efeitos de cálculo dos custos de referência)

autotransformadores, incluindo-se em ambos os casos as indisponibilidades dos elementos dos painéis nos elementos de rede a que estão associados.

Para os referidos elementos da RNT estabelecem-se as respetivas taxas de disponibilidade média que, ponderadas pela relação entre a capacidade térmica média dos circuitos de linha e a soma da capacidade térmica média dos circuitos de linha com a potência média dos transformadores de potência instalados, permitem o cálculo do indicador sobre o qual incide o mecanismo, a taxa combinada de disponibilidade, Tcd.

O valor do incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT depende de Tcd, nos termos que se apresentam na Figura 3-10.

**Figura 3-10 – Representação gráfica dos parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT**



Na Figura 3-10 os parâmetros representados têm o seguinte significado:

$I_{dis}$  – Incentivo à disponibilidade da rede de transporte no ano t-2, expresso em euros;

$I_{dis_{min}}$  – Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte no ano t-2, expresso em euros;

$I_{dis_{max}}$  – Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte no ano t-2, expresso em euros;

Tcd – Taxa combinada de disponibilidade no ano t-2, expressa em %;

$Tcd_{REF}$  – Taxa combinada de disponibilidade de referência no ano t-2, expressa em %;

$Tcd_{REF\pm\Delta V}$  – Intervalo de taxa combinada de disponibilidade no qual o valor do incentivo é nulo, expresso em %;

$Vdis$  – Valorização da taxa combinada de disponibilidade no ano t-2, expressa em euros.

### 3.5.2 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS EM VIGOR NO PERÍODO REGULATÓRIO 2009-2011

#### 3.5.2.1 VALOR MÁXIMO DO PRÉMIO E VALOR MÁXIMO DA PENALIDADE

O montante máximo estabelecido para o prémio associado a este mecanismo teve em conta: (I) a análise do custo/benefício deste incentivo para o consumidor e (II) a análise dos impactes tarifários pela introdução em simultâneo dos vários incentivos para este período de regulação, designadamente, o incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil e o incentivo ao investimento eficiente.

Assim, adotou-se o montante máximo de prémio,  $Idis_{m\acute{a}x}$ , de 1 milhão de euros o qual, conjugado com o montante máximo do incentivo à extensão de vida útil, poderia implicar um acréscimo dos proveitos permitidos desta atividade na ordem dos 2,5%, relativamente ao montante considerado para Tarifas 2009.

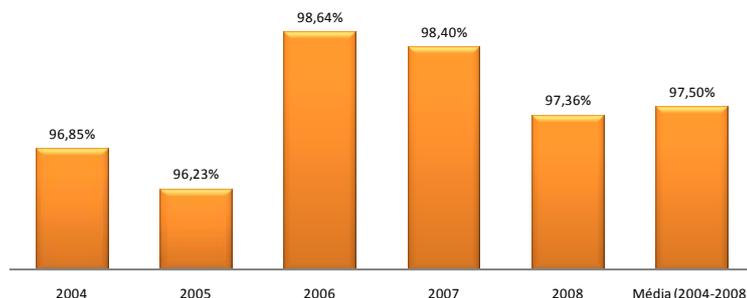
Por outro lado, considerou-se que este montante seria suficiente para induzir o ORT a tomar algumas medidas que melhorassem a disponibilidade dos elementos da rede.

Uma vez que se considerou que o montante de prémio deveria ser simétrico ao montante da penalidade, adotou-se também o valor de 1 milhão de euros para o montante máximo de penalização,  $Idis_{m\grave{i}n}$ .

#### 3.5.2.2 TAXA COMBINADA DE DISPONIBILIDADE DE REFERÊNCIA

A evolução da taxa combinada de disponibilidade, entre os anos de 2004 e de 2008 (período que antecedeu a entrada em vigor do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT) é apresentada na Figura 3-11, tendo estes valores sido obtidos com base nas potências médias dos circuitos de linhas e dos transformadores de potência instalados em 31 de dezembro de 2008, verificando-se que o seu valor médio foi de 97,50%.

**Figura 3-11 – Taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT entre 2004 e 2008**



Assim, para o parâmetro  $Tcd_{REF}$ , que designa o valor de referência da taxa combinada de disponibilidade do Mecanismo, adotou-se o valor de 97,50%, correspondente ao valor médio da taxa combinada de disponibilidade neste período.

### 3.5.2.3 VARIAÇÃO EM TORNO DE $Tcd_{REF}$ QUE DETERMINA VALOR NULO DO INCENTIVO

O intervalo definido por  $Tcd_{REF} \pm \Delta V$  determina a gama de valores da taxa combinada de disponibilidade para a qual o valor do incentivo é nulo. Tendo em consideração, quer a novidade do mecanismo, quer a limitada representatividade da amostra utilizada para o estabelecimento dos respetivos parâmetros, optou-se por não definir qualquer banda neutra para o mecanismo de incentivo, adotando-se o valor de 0% para  $\Delta V$ .

### 3.5.2.4 VALORIZAÇÃO DA TAXA COMBINADA DE DISPONIBILIDADE

O valor adotado para o parâmetro  $Vdis$ , que designa a valorização da taxa combinada de disponibilidade, foi estabelecido com base nos valores definidos para  $Tcd_{REF}$  e  $\Delta V$ . Por outro lado, os valores históricos registados para a taxa combinada de disponibilidade entre 2004 e 2008, estando compreendidos entre 96% e 99%, permitiam antecipar a baixa probabilidade de ocorrência de valores da taxa combinada de disponibilidade fora desta gama. Assim, a valorização da taxa combinada de disponibilidade foi estabelecida de modo a que, para os valores extremos referidos, a penalidade e o incentivo fossem máximos, adotando-se o valor de 1 milhão de euros para o parâmetro  $Vdis$ .

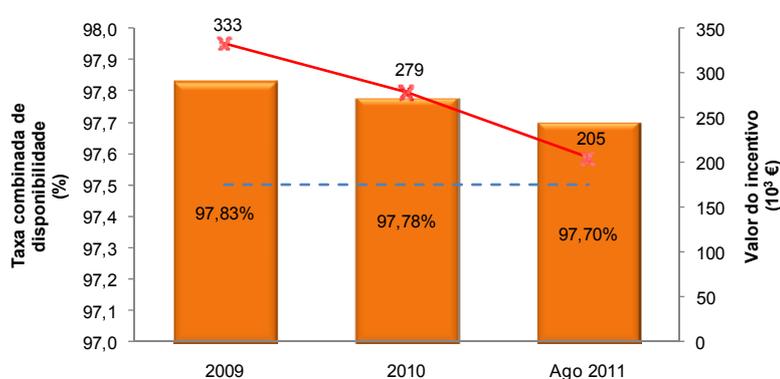
### 3.5.2.5 FATOR DE PONDERAÇÃO DAS TAXAS DE DISPONIBILIDADE MÉDIA

O fator de ponderação das taxas de disponibilidade média, ( $\alpha$ ), dos circuitos de linha e dos transformadores de potência foi calculado com base na relação entre a capacidade térmica média dos circuitos de linha e a potência média dos transformadores de potência, instalados a 31 de dezembro de 2008. Com base nestes valores, que eram respetivamente, 499 e 164 MVA, obteve-se uma relação de 1 para 3, que estabeleceu um valor adotado para o parâmetro  $\alpha$  de 0,75.

### 3.5.3 APLICAÇÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT ENTRE 2009 E AGOSTO DE 2011

A Figura 3-12 apresenta um gráfico de barras com a evolução do valor da taxa combinada de disponibilidade nos anos de 2009, 2010 e 2011 (neste caso, até agosto), no qual surge a tracejado o atual valor de referência do mecanismo. Constatase uma ligeira tendência de pioria do desempenho por parte do ORT, com valores pouco superiores ao de referência, que têm associados os montantes de prémio indicados na curva a vermelho.

**Figura 3-12 – Taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT de 2009 a agosto de 2011**



### 3.5.4 PARÂMETROS DO MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT PARA O PERÍODO REGULATÓRIO DE 2012-2014

Face ao que tem sido o desempenho do ORT desde a entrada em vigor do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT e ao curto período de aplicação do mesmo, entende-se que os parâmetros a vigorar no período regulatório de 2012-2014 devem ser os mesmos que vigoraram no período regulatório de 2009-2011, tal como se apresenta no Quadro 3-4.

**Quadro 3-4 – Parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período regulatório de 2012-2014**

Parâmetro	ERSE
$ I_{dis\ min}  =  I_{dis\ máx} $	1 000 000 €
$Tcd_{REF}$	97,5%
$\Delta V$	0%
$V_{dis}$	1 000 000 €
$\alpha$	0,75



## 4 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EDP DISTRIBUIÇÃO

### 4.1 INTRODUÇÃO

A aplicação pela ERSE de uma metodologia regulatória do tipo *price cap*, ou preço máximo, aos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no continente teve início em 1999.

Na sua génese, a regulação do tipo *price cap* assemelha-se a um contrato entre a empresa regulada, geralmente um monopólio natural, e a entidade reguladora, no qual são estabelecidos os preços máximos aplicados às atividades reguladas.

O nível de preços máximos é definido pela entidade reguladora, após o apuramento da eficiência da empresa regulada face a um nível ótimo, recorrendo geralmente nesse exercício à comparação com empresas semelhantes. Deste modo, replica-se uma situação característica de um mercado competitivo, no qual a empresa é incentivada a reduzir os seus custos no mesmo sentido de uma empresa num mercado concorrencial.

No caso da aplicação à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, os dados à disposição validam as vantagens da aplicação da metodologia até à data em termos de diminuição de custos, tendo em conta que os custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, a preços constantes, diminuíram de uma forma contínua.

De um modo genérico, a aplicação da metodologia consiste na definição de um conjunto de parâmetros (custos unitários, peso dos custos fixos e variáveis, os custos totais e metas de eficiência), que são aplicados durante o período regulatório. A aplicação desta metodologia materializa-se num nível de proveitos esperados ao longo do período de regulação, tendo em conta a evolução prevista da atividade.

No atual documento, são apresentadas as análises efetuadas para a definição destes parâmetros, designadamente decorrentes de *benchmarks*, que permitem definir o nível de eficiência atual face a um nível “ótimo”.

Para além destes parâmetros, outros parâmetros integram o presente documento decorrentes das alterações regulamentares a implementar no novo período. No caso da Distribuição de Energia Elétrica no continente destacam-se:

- A não integração do CAPEX na metodologia de *price cap*, que conduziu à necessidade de veicular a empresa à sua proposta de investimento para o período regulatório agora apresentado, limitando assim os possíveis efeitos decorrentes de um investimento excessivo.

- A revisão dos indutores de custos, designadamente, justificadas pela volatilidade perspectivada na procura de energia elétrica.
- O incentivo aos investimentos com carácter inovador, bem como a internalização em termos de eficiência dos ganhos que lhes estão associados.

## **4.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE**

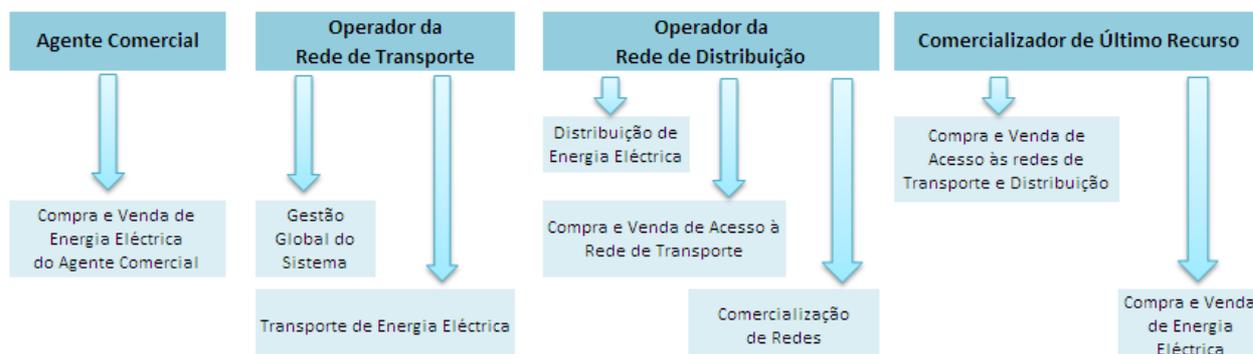
A regulação das atividades da EDP Distribuição tem sofrido alterações desde o início da regulação do sector elétrico em 1999. Estas alterações prendem-se, fundamentalmente, com alteração das formas de regulação e das atividades reguladas, associadas a alterações na organização do próprio sector.

Em particular, o quadro legal do sector elétrico sofreu desde 2006 uma profunda reestruturação. Procedeu-se através dos Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro e n.º 172/2006, de 23 de agosto à transposição da Diretiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de junho, na qual se estabelecem regras comuns para o Mercado Interno de Eletricidade. Através do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, aprofundou-se a integração e operacionalização do mercado ibérico de energia elétrica (MIBEL).

Neste âmbito legislativo, é de destacar a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e, paralelamente, a extinção a partir de 1 de julho de 2007 da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, tendo sido criada a partir dessa data a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do agente comercial, com o objetivo de adquirir a energia produzida pelos CAE remanescentes. Consequentemente, foi criado um mecanismo de compensação aos produtores pela cessação antecipada dos CAE designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a autonomização do Comercializador de Último Recurso (CUR), criando-se para o efeito a EDP Serviço Universal absorvendo algumas das atividades até então assumidas pela EDP Distribuição.

Como se conclui, este novo contexto conduziu a mudanças significativas na organização do sector, nomeadamente, na definição dos agentes intervenientes no sector, das suas atividades e funções e na forma de relacionamento entre eles, como se mostra na figura seguinte:

Figura 4-1 - Atividades Reguladas



Desta forma, e como é observável na figura anterior, a partir de 2007, as atividades reguladas da EDP Distribuição passam a ser a atividade de Distribuição de Energia Elétrica, atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte e Comercialização de Redes.

Esta alteração nas atividades reguladas não alterou as formas de regulação existentes desde o 2º período de regulação, 2002-2004:

- Distribuição de Energia Elétrica – regulação por *price-cap* acrescido dos incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço (aceites *à posteriori* aquando do ajustamento de t-2) e à promoção de desempenho ambiental (aceites *à priori* e ajustado ao fim de dois anos).
- Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte – atividade de *pass-through*.
- Comercialização de Redes – taxa de remuneração com custos aceites *a priori*.

Em 2009, como forma de harmonizar a regulação entre o sector elétrico e o sector do gás natural e para evitar a transferência de custos entre atividades com formas de regulação distintas, decidiu-se incorporar a atividade de Comercialização de Redes na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

No novo período de regulação 2012-2014 houve necessidade de melhorar a metodologia utilizada na atividade de Distribuição, no sentido de garantir a diminuição dos custos de exploração (OPEX), sem prejudicar o necessário investimento.

Desta forma, a metodologia do tipo *price cap* passa a ser aplicada apenas ao OPEX, sendo os custos com capital (CAPEX) analisados separadamente, o que implica remunerar os investimentos aceites ao custo de capital da empresa, integrando as respetivas amortizações nos proveitos permitidos da empresa.

#### 4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE E RELAÇÃO ENTRE INDICADORES

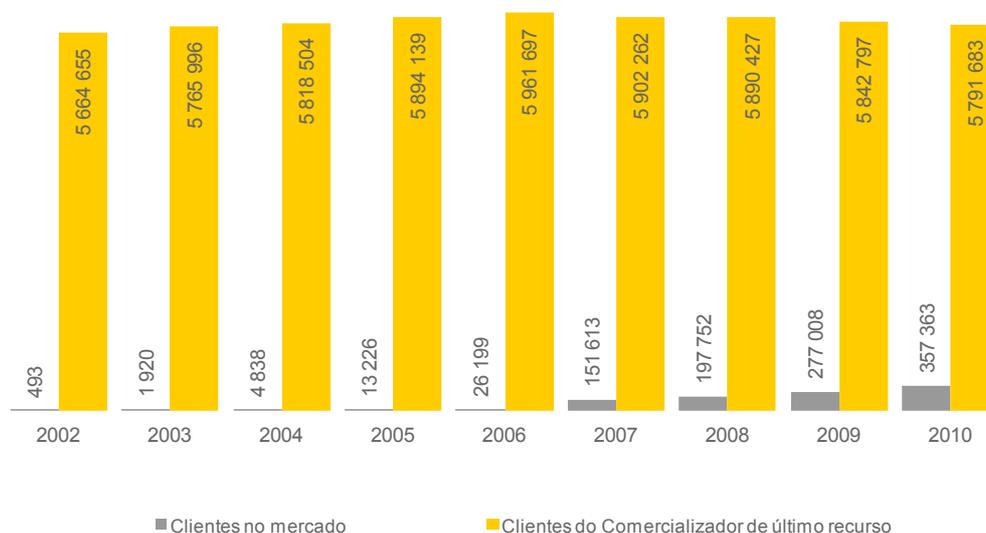
Por forma a entender o desempenho da EDP Distribuição, caracteriza-se neste ponto a atividade de Distribuição de energia elétrica<sup>21</sup> no período compreendido entre 2002 e 2010.

##### EVOLUÇÃO DA ATIVIDADE

A EDP Distribuição é quase monopolista da atividade de distribuição de energia elétrica assumindo, as redes que lhe são concessionadas, uma cobertura de cerca 99% da população total. A atividade de Distribuição em AT e MT encontra-se atribuída em regime de exclusividade àquela empresa, cabendo-lhe igualmente assegurar a maior parte da distribuição de eletricidade em BT. Os restantes consumidores são abastecidos por 10 pequenas empresas (cooperativas) regionais.

De seguida apresenta-se a evolução de alguns dados operacionais da empresa.

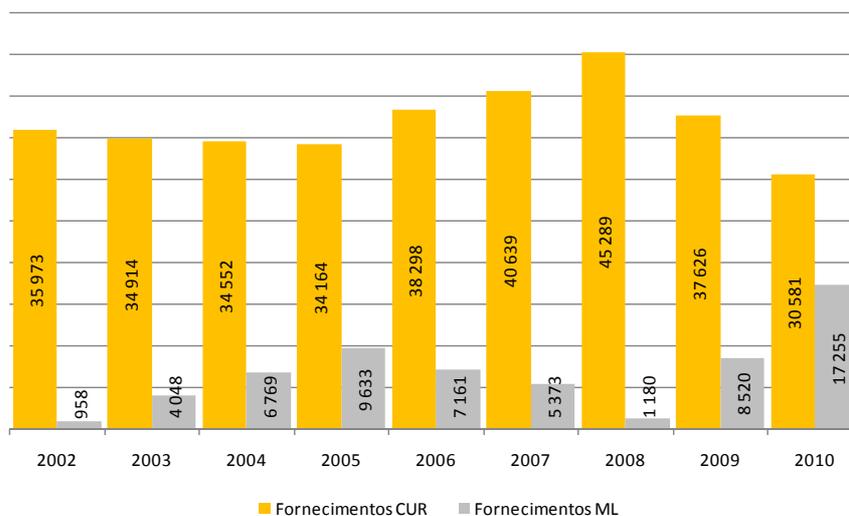
**Figura 4-2 - Evolução do número de clientes**



Fonte: EDP

<sup>21</sup> A análise de custos da atividade de Distribuição até 2008 é o somatório com a atividade de Comercialização de Redes, excluindo-se a atividade de Comercialização.

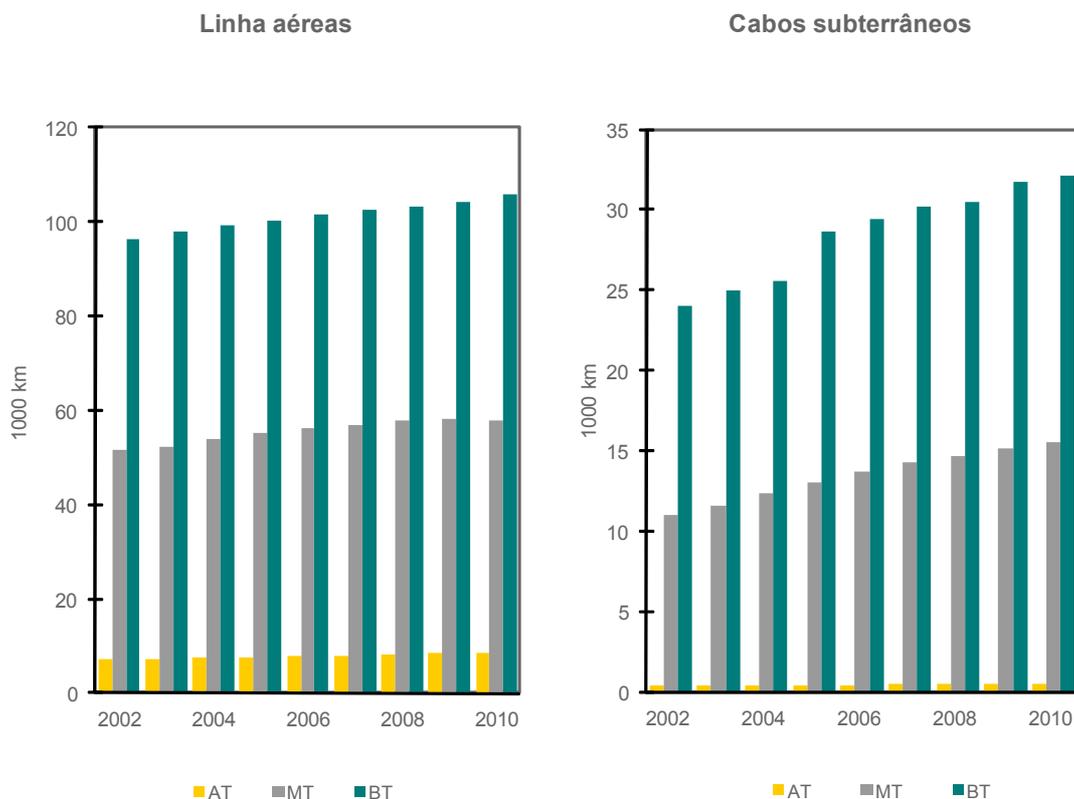
**Figura 4-3 - Consumo de energia elétrica no mercado livre e no mercado regulado**



Fonte: EDP

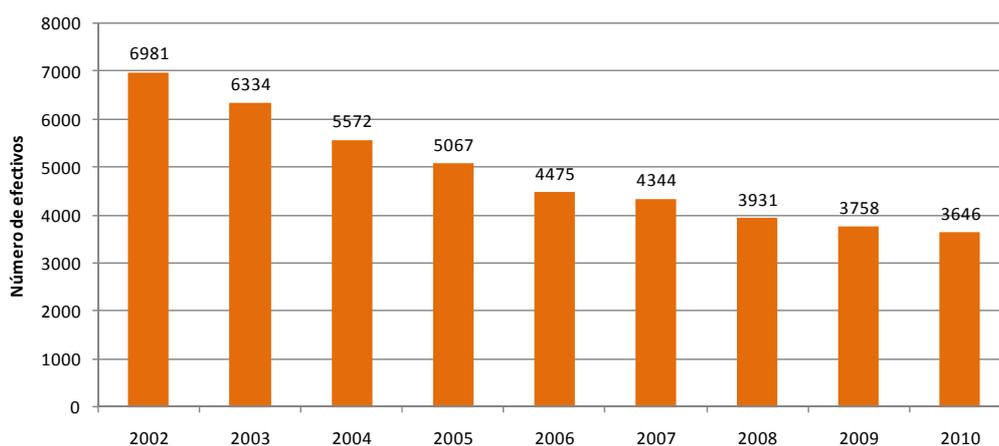
Verifica-se uma evolução crescente nos consumos de energia, sendo de destacar a transferência significativa do volume de consumos do mercado regulado para o mercado livre. O número de clientes em mercado regulado tem-se mantido quase inalterado, ao contrário do número de clientes no mercado livre onde se registam incrementos significativos, justificado pelo processo de saída dos clientes em MAT, AT, MT e BTE para o mercado em resultado do fim da tarifa regulada em janeiro de 2011.

**Figura 4-4 - Evolução da extensão da rede**



Fonte: EDP

**Figura 4-5 - Número de efetivos**



Fonte: EDP

A evolução da atividade reflete-se na extensão da rede que tem aumentado ligeiramente. Porém, essa evolução não se refletiu num aumento do número de trabalhadores que tem vindo a registar decréscimos

acentuados, designadamente em virtude da saída de colaboradores através dos programas de reestruturação de efetivos ou de reformas antecipadas.

### EVOLUÇÃO DOS CUSTOS

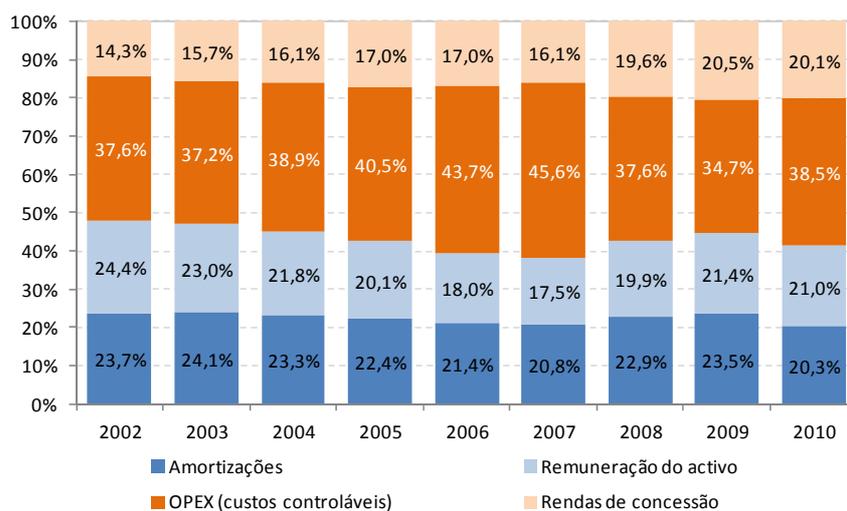
Para efeitos de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de energia elétrica, consideram-se as seguintes rubricas de custos:

- Custos controláveis (materiais diversos, FSE, custos com pessoal afeto à exploração, isto é, deduzidos dos TPE, provisões para riscos e encargos líquidas das utilizações do ano e outros custos operacionais).
- Custos não controláveis (rendas de concessão e custos com os Planos de Reestruturação de Efetivos).
- Remuneração do ativo e amortizações líquidas das amortizações dos subsídios ao investimento (CAPEX).

Os custos não controláveis são rubricas de custos, sobre as quais não são impostas metas de eficiência.

De seguida apresenta-se o peso que cada uma das componentes tem tido nos proveitos, sendo de realçar os custos controláveis.

**Figura 4-6 - Evolução das componentes de proveitos da EDP Distribuição**  
(preços correntes)



Nota: No gráfico estão considerados os valores das atividades de Distribuição e de Comercialização de Redes

Observa-se uma diminuição do CAPEX e, embora menos acentuada, também do OPEX, compensado pelo aumento do peso das rendas de concessão. Porém, em 2010 os custos controláveis ainda representavam cerca de 80% dos custos totais.

Em 2008 a redução do OPEX é bastante significativa, o que resulta da conjugação de vários fatores:

- Redução dos custos com pessoal como resultado da saída de trabalhadores no âmbito Plano de ajustamento de efetivos (PAE) e do Acordo Coletivo de Trabalho e da diminuição do prémio para fundo de pensões.
- Aumento extraordinário dos custos com pessoal em 2007 derivado da especialização com férias do pessoal inativo que até este ano era contabilizado no próprio ano do pagamento.
- Redução das provisões resultante principalmente das reversões dos aumentos extraordinários dos anos de 2006 e 2007.

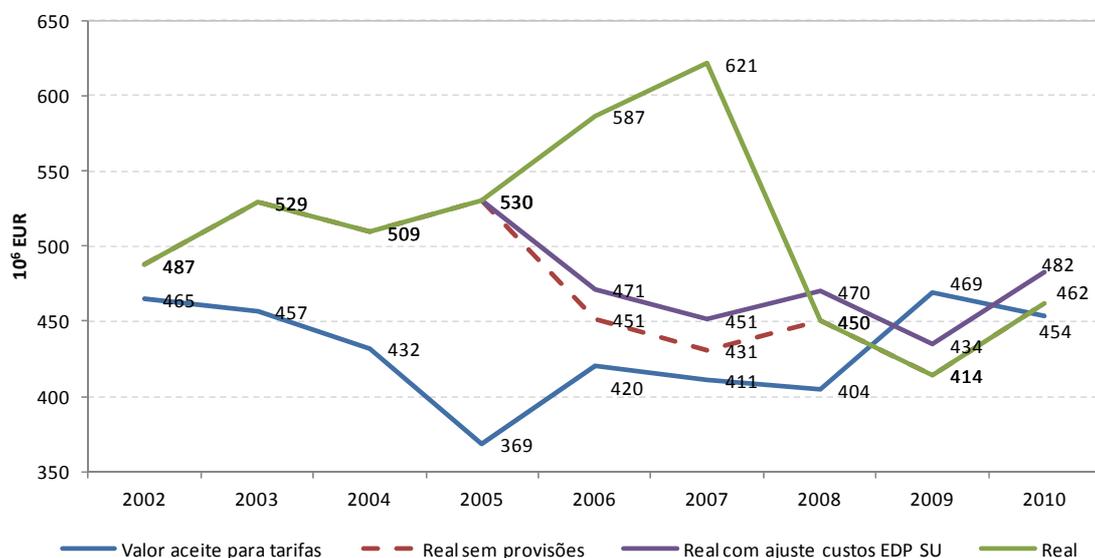
#### 4.2.2 COMPARAÇÃO ENTRE DESEMPENHO REGULATÓRIO E REAL

Neste ponto pretende-se fazer uma análise do desempenho da empresa no que respeita às metas de eficiência impostas pelo regulador em cada período de regulação. Como foi possível observar no ponto anterior, os custos controláveis são a rubrica que assume maior peso nos proveitos da EDP Distribuição. Assim sendo, e uma vez que se encontram sujeitos a metas de eficiência, importa avaliar e comparar o desempenho regulatório e o real.

Para esta comparação importa eliminar o efeito das alterações ocorridas em 2007, aquando da criação da EDP SU e da conseqüente transferência da atividade de Comercialização. Deste modo, a partir de 2006 foram adicionados à base de custos os montantes decorrentes da alteração do critério de imputação de custos à EDP SU, que totalizam cerca de 20 milhões de euros. Este valor terá o efeito inverso na base de custos da EDP SU.

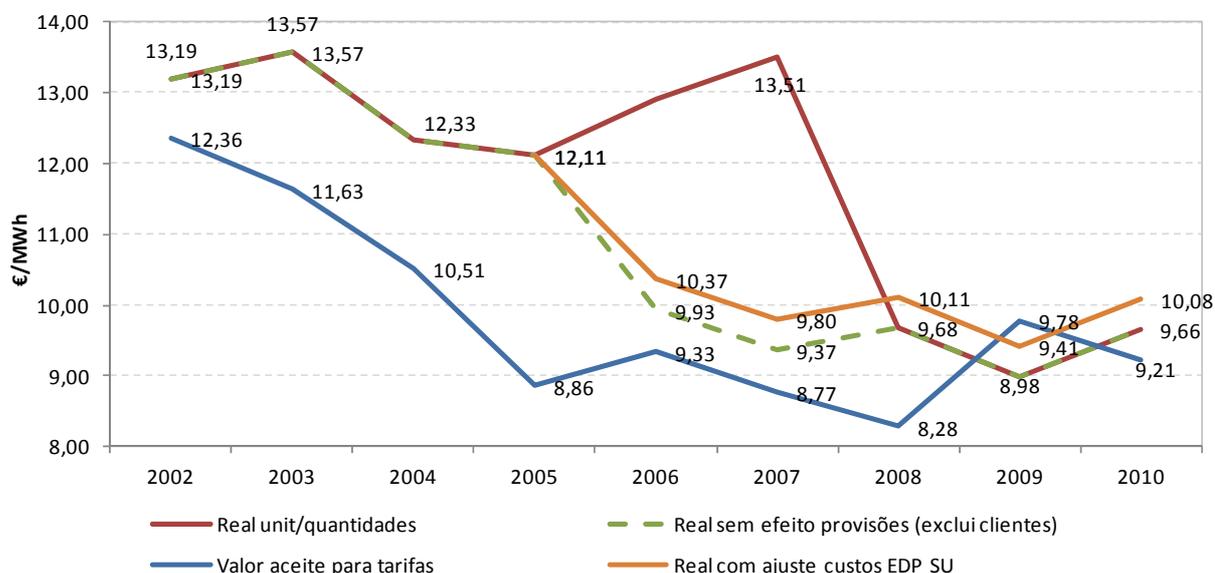
No quadro seguinte é possível comparar a evolução da base de custos da atividade de Distribuição desde 2002.

**Figura 4-7 - Evolução dos custos controláveis totais**  
(preços constantes)



Em termos globais, e retirando o efeito das provisões, assiste-se a um decréscimo dos custos, principalmente entre 2006 e 2008, voltando a registar-se um aumento em 2010. Em termos de custos unitários por energia distribuída, apresentado na figura seguinte, regista-se um decréscimo muito mais acentuado.

**Figura 4-8 - Evolução dos custos controláveis unitários**  
(preços constantes de 2011)



O efeito da rubrica das provisões líquidas nos custos controláveis é evidente e justifica, em parte, o afastamento entre a base de custos aceite pela ERSE e os custos reais da atividade. Os valores elevados na rubrica de provisões (excluindo clientes) resultaram de vários fatores: (i) constituição da provisão relativa às responsabilidades da empresa com o Plano de Ajustamento de Efetivos (PAE); (ii) aumento da provisão para processos judiciais relacionados com litígios com as Câmaras Municipais; e (iii) aumento das provisões para outros riscos e encargos, relacionadas com responsabilidades com benefícios sociais.

Ignorando o efeito das provisões e tendo em conta a base de custos ajustada, assiste-se a uma aproximação entre a base de custos da EDP Distribuição e a base de custos regulada, que decorre da conjugação do esforço de redução de custos por parte da empresa, designadamente até 2009, e da reavaliação da base custos regulada efetuada pelo regulador em 2009.

Desta forma, entre 2002 e 2010 verifica-se uma taxa de crescimento média anual de -3,8% (por unidade de energia) e em termos de custos totais, também a preços constantes, uma variação de -0,1%.

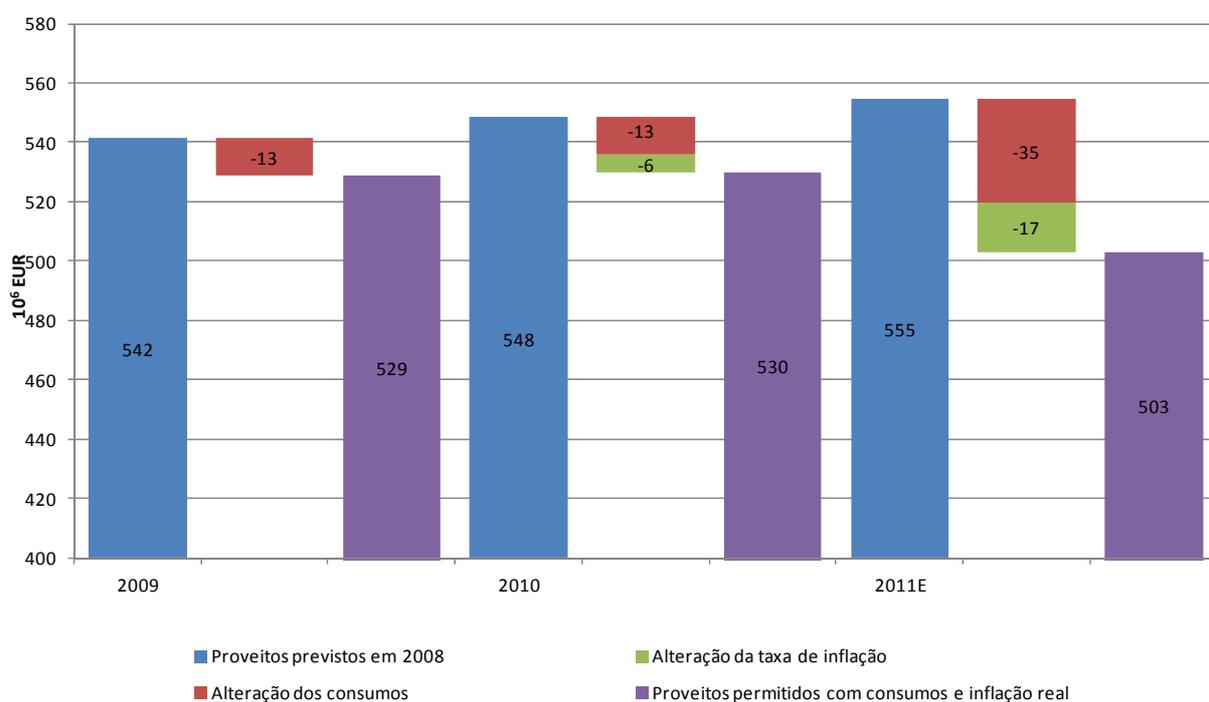
Em relação aos custos não controláveis, os desvios face aos valores reais foram sempre inferiores aos considerados para tarifas. Este facto deve-se ao impacto das diferenças nas estimativas de consumo, que afetavam *ex ante* o *price cap* na anterior metodologia, no cálculo das rendas de concessão, bem como às diferenças ocorridas na rubrica de amortizações.

Os consumos e a taxa de inflação têm tido impacte até à data nos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica pela metodologia regulatória aplicada, do tipo *price cap*, e tendo em conta

que o indutor de custos é a energia elétrica distribuída. Por forma a entender o impacte dessas variáveis, no gráfico seguinte apresentam-se:

- Os proveitos permitidos associados à componente variável com a energia elétrica, que foram inicialmente previstos com base nas projeções de 2008 para o período de regulação 2009-2011, e que serviram de base ao cálculo dos parâmetros para esse período.
- Os proveitos recalculados tendo em conta os consumos e a taxa de inflação reais (para 2011, o valor corresponde à melhor estimativa).

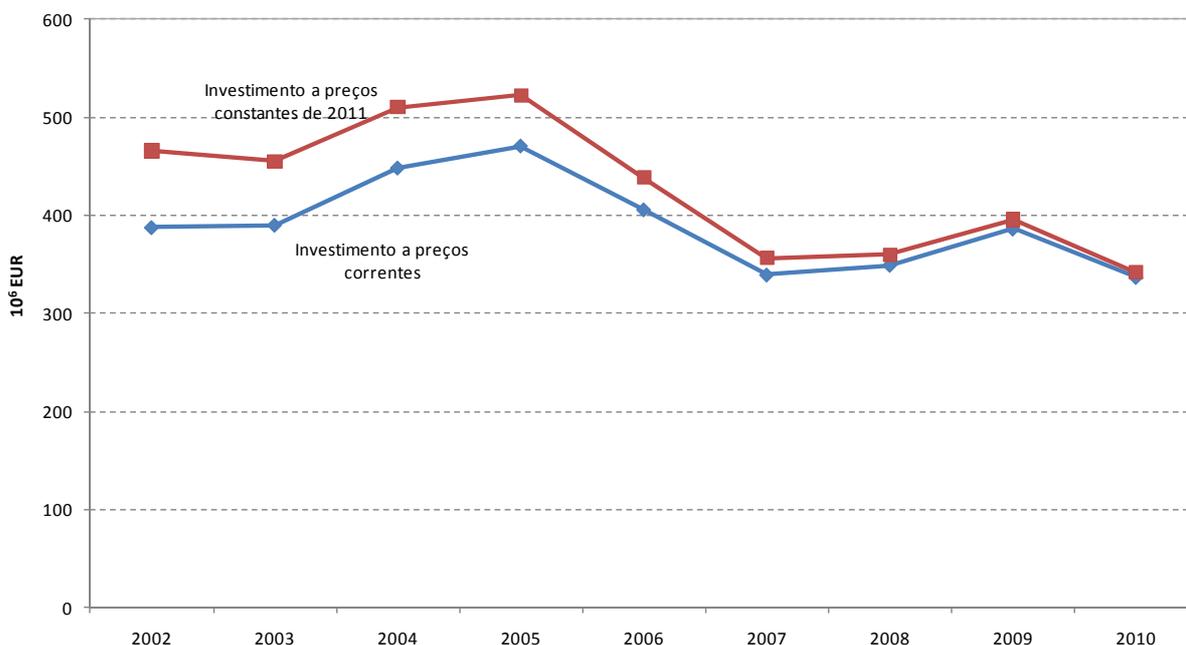
**Figura 4-9 - Efeitos nos proveitos permitidos da atividade de Distribuição**



Observa-se um impacte importante destas variáveis, designadamente o resultante da variação do consumo.

Em relação ao CAPEX, outra das componentes consideradas para efeitos de regulação, a figura seguinte é ilustrativa da evolução dos investimentos na atividade de Distribuição desde 2002.

Figura 4-10 - Evolução dos investimentos



De um modo geral, observa-se uma diminuição do esforço de investimento da EDP Distribuição. Principalmente, no período 2008-2009, no qual a base de custos controláveis reais se encontrava mais afastada da base de custos regulatória. Registe-se que um dos principais motivos que levou à retirada do CAPEX do *price cap* neste novo período regulatório foi o facto da aplicação desta metodologia, em conjunto para o OPEX e o CAPEX, poder levar as empresas a “sacrificarem” o investimento para o qual se responsabilizaram, em particular quando não conseguem atingir a meta de eficiência pré-definida.

## 4.3 BENCHMARKING

### 4.3.1 ENQUADRAMENTO TEÓRICO

#### 4.3.1.1 OBJETIVOS DO *BENCHMARKING*: EFICIÊNCIA NA AFETAÇÃO DOS RECURSOS, EFICIÊNCIA À ESCALA E EFICIÊNCIA TÉCNICA

As diferentes formas de eficiência associada à definição de metas de eficiência são a eficiência na afetação de recursos; a eficiência à escala e eficiência técnica.

Seguidamente, é explicado de uma forma sucinta os conceitos associados a cada tipo de eficiência mencionada anteriormente.

a) Eficiência na afetação dos recursos

Aceitando como pressuposto que o objetivo da empresa é a maximização da sua produção para um determinado nível de custos, esta deverá optar por escolher, de entre as diferentes combinações tecnicamente eficientes, a que determina a menor remuneração dos fatores produtivos. A lei dos rendimentos marginais decrescentes dos fatores produtivos e a escassez dos recursos produtivos condicionam as empresas na gestão dos seus fatores de produção. Neste contexto, a quantidade ótima de um fator produtivo a ser utilizada equivale ao nível em que o seu rendimento marginal ( $R_{mg}$ ), medido pelo rendimento adicional que um produtor recebe após a utilização de uma unidade adicional de um fator, é igual ao seu preço de aquisição ( $P_a$ ):  $P_a=R_{mg}$ . Tendo em conta que as funções de produção são geralmente compostas por vários fatores de produção, também se devem ter em consideração as consequências das variações dos seus preços relativos. Quando o preço de um fator aumenta relativamente aos dos outros, a empresa realiza uma substituição técnica, ou seja, diminui a utilização do fator que se tornou mais caro e aumenta a dos restantes (efeito de substituição).

b) Eficiência à escala

A análise à eficiência da empresa deverá igualmente ponderar os ganhos decorrentes de economias de escala. Existem economias de escala<sup>22</sup> quando o aumento da quantidade dos fatores produtivos gera um aumento mais do que proporcional nos *outputs*. A este conceito, diferente do conceito de rendimentos marginais decrescentes por assentar na variação do conjunto dos *inputs* (ou fatores produtivos) e não de um só *input*, está associada a escolha de um nível eficiente de atividade. Para este tamanho ótimo da empresa, conhecido por dimensão mínima eficiente à escala, os custos médios de longo prazo são minimizados, sendo máxima a eficiência tecnológica.

c) Eficiência técnica

Em 1966, Harvey Leibenstein<sup>23</sup> debruçou-se sobre outro vetor de ineficiência do nível de custos, para além dos dois já referidos, ao qual ele apelidou de “X-inefficiency”, mais tarde conhecido por eficiência técnica<sup>24</sup>.

Harvey Leibenstein observou os resultados de diminuição dos custos ou de aumento de produção em empresas singulares ou num conjunto de empresas decorrentes de uma série de alterações na gestão, na motivação do pessoal, nos processos produtivos, entre outros. Como conclusão, apurou que o incentivo dado por estímulos internos ou externos à empresa, que advém da concorrência

---

<sup>22</sup> Conceito também conhecido por rendimentos crescentes à escala.

<sup>23</sup> Leibenstein, Harvey. 1966. “Allocative efficiency vs. X-efficiency”. *The American Economic Review*, 56(3): 392-414.

<sup>24</sup> Porém, sublinhe-se que ainda antes de terem sido apresentadas as evidências empíricas da eficiência técnica, M. J. Farrell formalizou este conceito em 1957.

estará na base da promoção da eficiência técnica. Vários trabalhos posteriores, tais como os de R.E. Caves e D.R. Barton (1991)<sup>25</sup>, confirmaram os pressupostos de Leibenstein ao verificarem que:

- Os níveis mais elevados de eficiência técnica são encontrados nos sectores da economia americana onde o grau de concentração das empresas é menor;
- A concorrência facilita a melhoria da eficiência nos processos tanto em termos estáticos como em termos dinâmicos.

#### 4.3.1.2 METODOLOGIAS EMPREGUES E CONDIÇÕES DE APLICAÇÃO

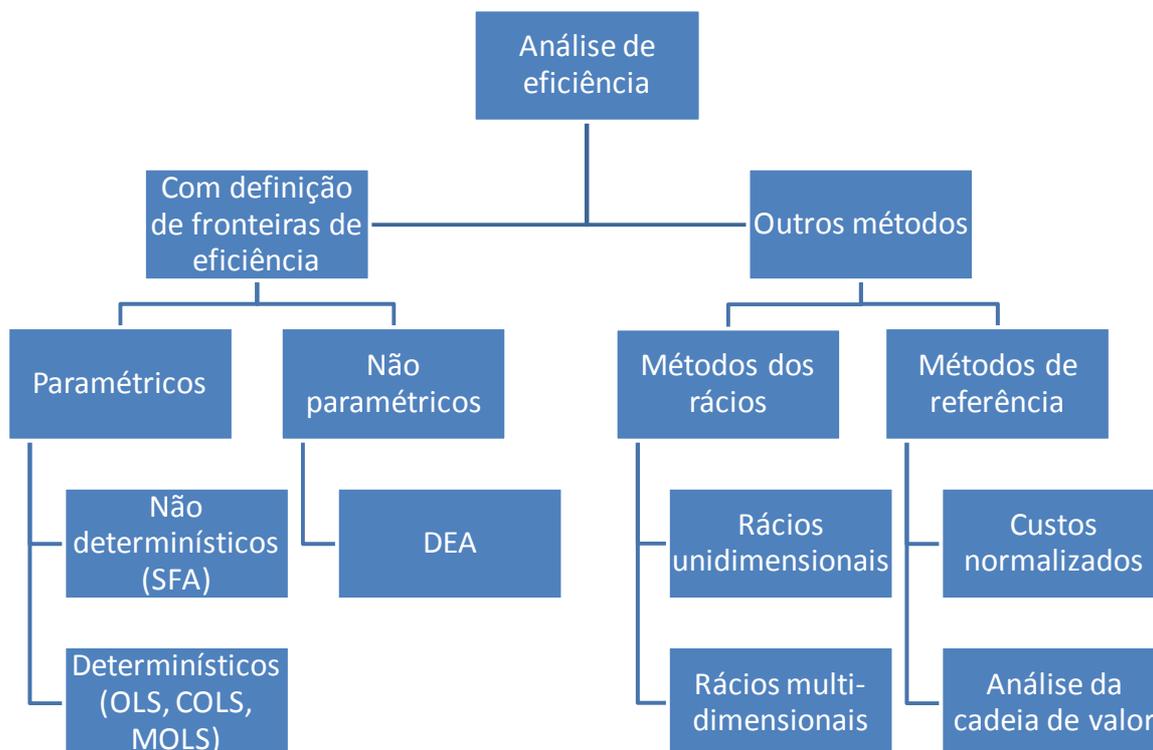
Existem diversas metodologias de *benchmarking* que podem ser empregues, e cuja aplicação depende da ponderação de um conjunto de fatores. Esses fatores tanto se podem relacionar com os objetivos pretendidos, como com os recursos temporais e financeiros disponíveis, ou ainda com o conhecimento do sector em geral e das empresas em particular.

A Figura 4-11 esquematiza as principais metodologias de análise de eficiência.

---

<sup>25</sup> Caves e Barton. 1991. *Efficiency in U.S. Manufacturing Industries*. Cambridge: The MIT Press.

Figura 4-11 - Métodos de análise de eficiência



As metodologias de *benchmarking* de eficiência empregues podem ser divididas em dois grupos consoante têm subjacente a definição de uma fronteira eficiente de custos para a atividade analisada ou não.

No primeiro grupo incluem-se as metodologias que procuram definir fronteiras de eficiência de custos, isto é, que definem para um determinado sector ou atividade qual é o nível de custos eficiente para fornecer uma determinada quantidade. Pela sua natureza são as metodologias adequadas para ajudar o regulador na tarefa de definir o nível eficiente dos custos numa determinada atividade e diferenciar as empresas pela distância relativamente ao nível eficiente de custos.

No segundo grupo, encontram-se dois tipos de metodologias: um intitulado de rácios de produtividade, rácios estes que podem ou não incorporar vários fatores e outro grupo de metodologias que podem ser apelidadas de referência. Os rácios de produtividade correlacionam *outputs* e *inputs*, podendo incorporar vários *outputs* no numerador e vários *inputs* no denominador. O peso dado a cada um destes fatores é subjetivo. Este método não tem subjacente a definição da função custo de uma determinada atividade, nem tão pouco o exercício de maximização de *outputs* para um determinado conjunto de *inputs*. Estas metodologias devem ser utilizadas na análise da evolução ao longo do tempo, nomeadamente do comportamento de empresas. Apesar de não se poder inferir com rigor qualquer valor de eficiência, o recurso a estas metodologias tem a vantagem de ser de fácil e de rápida aplicação.

O método de referência implica um conhecimento profundo das empresas e do sector que permita analisar os processos da atividade individualmente, de modo a definir quais os mais adequados e/ou definir os custos padrão. Este tipo de abordagem está vocacionado para a problemática de gestão das empresas, estando focalizado em análises detalhadas da cadeia de valor de cada empresa ou dos processos e custos das atividades de um determinado sector. Estas análises podem igualmente facultar soluções de gestão que possam ser consideradas mais adequadas para uma determinada atividade. Pelo referido, a aplicação desta metodologia obriga à mobilização de grandes quantidades de recursos.

Dada a importância na utilização dos seus resultados das metodologias que definem uma fronteira eficiente de custos para a atividade analisada, proceder-se-á a um breve enquadramento teórico das metodologias paramétricas e não paramétricas.

A distinção entre uma metodologia paramétrica de uma metodologia não paramétrica advém da primeira inferir parâmetros a partir de uma determinada amostra, enquanto a segunda não. O *Data Envelopment Analysis* (DEA) é a metodologia não paramétrica mais utilizada. Os métodos paramétricos por sua vez podem ser subdivididos consoante sejam determinísticos, derivando direta ou indiretamente do método dos mínimos quadrados (OLS puro, COLS (*Corrected OLS*) ou MOLS (*Modified OLS*)). Nestes casos, consideram-se os resíduos como uma medida da ineficiência técnica. Quando se considera que os resíduos da regressão não são apenas uma medida da ineficiência das empresas, como podem também decorrer de erros de medição ou de outros fatores que estejam fora do controlo da empresa, aplicam-se métodos não determinísticos, tal como o SFA (*Stochastic Frontier Model*).

#### MÉTODO NÃO PARAMÉTRICO - DEA

O DEA é uma metodologia baseada na programação linear matemática, que procura calcular a eficiência numa empresa relativamente às empresas que são consideradas mais eficientes na utilização dos seus *inputs* e que, deste modo, definem a fronteira de custos eficientes da população analisada.

Na sua génese, o DEA foi desenvolvido em 1978 (Charnes, Cooper e Rhodes)<sup>26</sup>, considerando rendimentos à escala crescentes, tendo sido alargado para rendimentos à escala variáveis em 1984 (Banker, Charnes e Cooper)<sup>27</sup>. Os modelos podem ser orientados para os *outputs*, procurando maximizar o vector de *output* para uma determinada quantidade de *input*, enquanto os modelos orientados para os *inputs* minimizam os *inputs* para uma determinada quantidade de *output*.

---

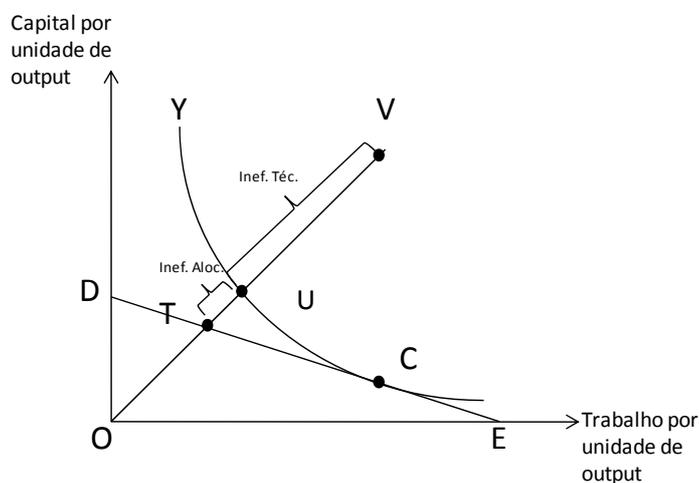
<sup>26</sup> Charnes, A.; Cooper, W. W. e Rhodes, E. 1978. "Measuring the Efficiency of the Decision Making Units". *European Journal of Operational Research*, 2(4): 429 – 444.

<sup>27</sup> Banker, R.D.; Charnes, R.F.; e Cooper, W.W..1984. "Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis". *Management Science*, 30:1078–1092.

A Figura 4-12 ilustra como o DEA poderá contribuir para medir a eficiência técnica e a eficiência na afetação dos recursos<sup>28</sup>. A curva Y representa a função de produção da indústria. Consideram-se dois fatores produtivos, trabalho e capital. Os preços relativos do trabalho e do capital são apresentados na curva DE. O ponto C indica a combinação de *inputs* que permite produzir ao menor custo uma dada quantidade de *output* para o mesmo nível de *output*. O ponto V representa uma combinação de *input* de uma empresa pertencente à indústria. A ineficiência desta empresa é medida ao longo do segmento OV e é interpretada como o custo, em termos proporcionais, desnecessário para produzir um determinado *output* acima do mínimo atingível. Como o ponto T se encontra no segmento que representa o custo mínimo de produção, este custo desnecessário é medido pelo rácio VT /OT. Este custo excedentário é composto por dois elementos de sinais contrários:

- O rácio VU/OT que representa o custo proporcionalmente em excesso, relativamente ao custo mínimo U para produzir um determinado *output*, tendo em conta as proporções de *inputs* indicadas pelo segmento OV, isto é, a ineficiência técnica. Mas, U não se encontra no segmento de reta DE que define os preços relativos dos fatores. Logo, este ponto não representa a combinação de fatores menos custosa.
- O rácio UT/OT representa o custo proporcionalmente em excesso devido a uma combinação inadequada de fatores produtivos. Esta é a ineficiência na alocação de recursos.

**Figura 4-12 - Eficiência técnica e económica**



Retomando o gráfico anterior, mas considerando rendimentos crescentes à escala, uma empresa poderia produzir no ponto C e, no entanto, manter-se ineficiente, porque para outro nível produtivo, não considerado nesta figura, a empresa produziria a um menor custo unitário.

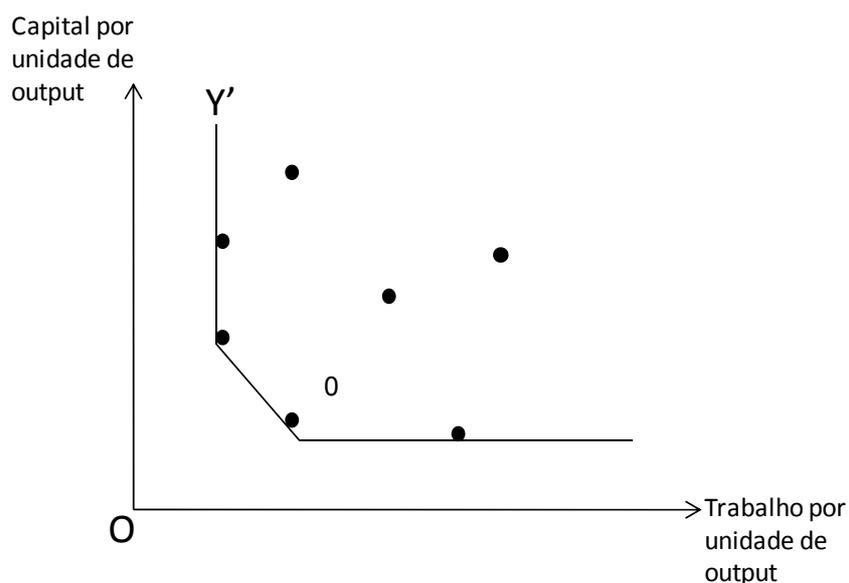
<sup>28</sup> Baseado no gráfico de Caves e Barton. 1991. *Efficiency in U.S. Manufacturing Industries*, Cambridge: The MIT Press.

Desde que se ponha de parte a assunção de rendimentos à escala constantes, esta técnica permitirá também medir o grau de eficiência à escala. Deste modo, a ineficiência técnica é decomposta em “pura” eficiência técnica e em eficiência à escala.

No que diz respeito ao DEA propriamente dito, quando orientado para a minimização dos *inputs*, este método consiste na identificação das empresas mais eficientes de uma indústria, definindo a fronteira eficiente de produção da indústria, com base na combinação linear dos *inputs* utilizados por cada uma destas empresas para produzirem um mesmo nível de *output*. A eficiência das diferentes empresas pertencentes a esta indústria será medida relativamente a esta fronteira eficiente de produção.

A figura que se segue ilustra a aplicação do DEA, quando aplicado à minimização dos *inputs* para uma determinada quantidade de *outputs*. A curva  $Y'$  corresponde à estimativa da fronteira eficiente, desenhada com base nos dados das empresas mais eficientes que constituem a amostra.

Figura 4-13 - DEA para minimização dos custos



De seguida, importa formalizar a metodologia. Supondo um universo composto por  $N$  empresas, sendo que cada uma produz  $M$  *outputs*, utilizando  $K$  *inputs*. Para cada empresa  $i$ , os *outputs* e *inputs* são representados pelos vetores  $y_i$  e  $x_i$ , respetivamente, gerando uma matriz  $K \times N$  e uma matriz  $M \times N$  dos *outputs*. Considerando rendimentos à escala constantes, a aplicação do DEA resulta na resolução da seguinte programação linear,  $N$  vezes para cada uma das empresas  $i$ :

**Min $\theta, \lambda$   $\theta$**

**Sujeito a:**

$$\begin{cases} -y_i + Y\lambda \geq 0 \\ \theta x_i - X\lambda \geq 0 \\ \lambda \geq 0 \end{cases} \quad (1)$$

Sendo:

- $\theta \leq 1$  , um escalar que representa a eficiência da empresa  $i$ . Caso  $\theta$  seja igual a 1, a empresa encontra-se na fronteira de eficiência.
- $\lambda$  é um vector de  $N \times 1$  constante.

Caso seja adicionada uma restrição de convexidade, tal que:  $\sum_i^n \lambda_i = 1$ , o modelo contempla uma situação de rendimentos variáveis à escala.

#### MÉTODOS PARAMÉTRICOS – DETERMINÍSTICOS (OLS, COLS E MOLS)

A apresentação destes modelos basear-se-á num conjunto de pressupostos<sup>29</sup>.

Assume-se que o preço dos fatores produtivos é uma variável exógena das empresas e que apenas é produzido um *output*, sendo a função produção linear quando apresentada sob forma de logaritmos, contínua, diferenciável e quase-concava.

A eficiência técnica para o *output*  $y$ ,  $\theta_{(y,x)}$ , produzido com base no vetor dos *inputs*  $x_i$  , será dada por:

$$\theta(y, x) = \frac{y}{f(x)} \leq 1 \quad (2)$$

Assim, para a empresa  $i$  de um conjunto de  $N$  empresas, teremos:

$$y_i = f(x_i, \beta)\theta_i \quad (3)$$

Em que:

$$0 \leq \theta(y_i, x_i) \leq 1 \quad (4)$$

e  $\beta$  é vector dos parâmetros da função de produção a ser estimada

$$y_i = f(x_i, \beta)\theta_i \quad (5)$$

---

<sup>29</sup> Greene, William. 2008. "The Econometric Approach to Efficiency Analysis". Do livro: *The measurement of productive efficiency and productivity growth*, ed. Harold Fried, Knox Lovell, Shelton, Schmidt, 92-250. Oxford University Press.

Considerando a função sob forma de logaritmos:

$$\ln y_i = \ln f(x_i, \beta) + \ln \theta_i = \ln f(x_i, \beta) - u_i \quad (6)$$

Em que  $u_i \geq 0$  representa os resíduos da empresa  $i$ , sendo igualmente uma medida da ineficiência técnica desta empresa.

– **OLS**

Utilizando diretamente o método dos mínimos quadrados (OLS), é possível comparar o nível de eficiência de diferentes empresas através dos resíduos. Retomando a equação anterior e adicionando-lhe uma constante teremos:

$$\ln y_i = \alpha + \ln f(x_i, \beta) + \varepsilon_i \quad (7)$$

Assumindo que a distribuição de  $\varepsilon_i$  é independente de todas as variáveis do modelo,  $\varepsilon_i = -u_i$ , é a medida da ineficiência técnica da empresa<sup>30</sup>.

– **COLS (Corrected OLS)**

Considerando-se que a principal deficiência do OLS é o valor do seu termo fixo, bastará deslocar a função produção estimada com o modelo OLS para cima até ao valor máximo dos resíduos:

$$\alpha_{COLS} = \alpha + \max_i \varepsilon_i \quad (8)$$

Esta abordagem resulta num modelo em que os resíduos são todos negativos, exceto um.

– **MOLS (Modified OLS)**

Tomando<sup>31</sup> o exemplo dado por W. Greene<sup>32</sup>, supondo que  $u_i$  tem uma distribuição exponencial com média  $\lambda$ , visto que a variância de  $u_j$  é  $\lambda^2$ , o desvio padrão dos resíduos do modelo OLS é um estimador consistente de  $\lambda$  e a partir daí estima-se o valor médio de  $u$ .

A figura seguinte compara os resultados que se podem obter com a aplicação destas três metodologias.

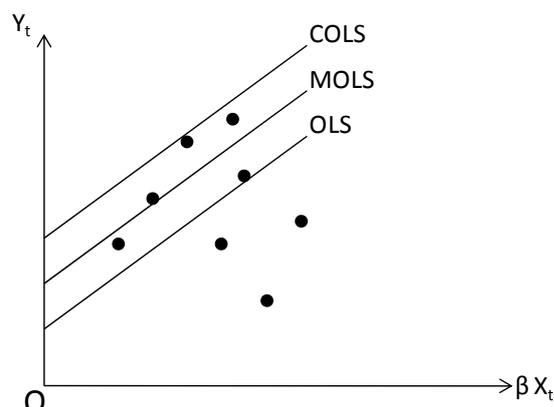
---

<sup>30</sup> Acresce que sendo  $\varepsilon_i - \varepsilon_m$  um estimador consistente e não enviesado de  $\mu_i - \mu_m$ , permite assim comparar a eficiência da empresa  $i$  face à empresa  $m$ . A única variável inconsistente na aplicação do OLS é o termo fixo.

<sup>31</sup> Por definição, a média dos resíduos de OLS é nula, sendo inútil como estimador de uma média de  $u$ , isto é, da ineficiência técnica. Porém, quaisquer momentos estatísticos de ordem superior à média podem ser estimadores consistentes dos seus homólogos de  $u$ .

<sup>32</sup> Greene, William. 2008. "The Econometric Approach to Efficiency Analysis". Do livro: *The measurement of productive efficiency and productivity growth*, ed. Harold Fried, Knox Lovell, Shelton, Schmidt, 92-250. Oxford University Press.

Figura 4-14 - Resultados comparados dos modelos derivados do OLS



#### MÉTODOS PARAMÉTRICOS – NÃO DETERMINÍSTICOS (SFA)

No quadro da interpretação determinística da fronteira de eficiência, alguns acontecimentos externos à empresa podem aparecer como ineficiência, decorrentes por exemplo de condições climáticas, de uma incorreta especificação do modelo ou de erros na recolha dos valores.

Para ultrapassar este inconveniente, Aigner *et al.* (1977)<sup>33</sup> e Meeusen e van den Broeck (1977)<sup>34</sup> propuseram como metodologia a fronteira de produção estocástica (SFA - *Stochastic Frontier Model*), reformulando a equação (3) do seguinte modo:

$$y_i = f(x_i, \beta)\theta_i e^{+v_i} \quad (9)$$

Sendo que  $v_i$ , corresponde aos erros de medição. Deste modo, a equação (6) terá como equivalência:

$$\ln y_i = \alpha + \ln f(x_i, \beta) + v_i - \mu_i \quad (10)$$

A medida da ineficiência técnica  $u_i$  mantém-se a seguinte relação  $\mu_i > 0$ , sendo que a medida dos erros pode assumir qualquer valor. Geralmente, assume-se que  $v_i$  tem uma distribuição normal.

#### 4.3.1.1.1 COMPARAÇÃO DOS DIFERENTES MÉTODOS DE FRONTEIRA DE EFICIÊNCIA

A aplicação de cada método apresenta vantagens e desvantagens, que sujeitam a sua aplicação ao tipo de dados e de conhecimentos que se tenha do sector.

<sup>33</sup> Aigner, Dennis; Lovell, Knox e Schmidt, Peter. 1977. "Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models". *Journal of Econometrics*, 6(1): 21–37.

<sup>34</sup> Meeseun, Wim e van den Broeck, Julien. 1977. "Efficiency Estimation from Cobb-Douglas Production Functions with Composed Error". *International Economic Review*, 18(2): 435–444.

**Quadro 4-1 - Vantagens e desvantagens dos métodos paramétricos e não paramétricos**

	<b>Métodos não paramétricos (DEA)</b>	<b>Métodos paramétricos (SFA, COLS)</b>
<b>Vantagens</b>	<p>Não requerem conhecimento da forma funcional das funções custo ou produção.</p> <p>Não necessitam de um grande número de observações.</p> <p>Permitem identificar quais as empresas que se encontram na fronteira eficiente.</p>	<p>Permitem (sobretudo SFA) separar a componente de eficiência da componente de erro.</p> <p>Permitem uma análise dinâmica (ao longo do tempo)</p>
<b>Desvantagens</b>	<p>Não permitem separar a componente de eficiência da componente de erro.</p> <p>Não permitem uma análise dinâmica (ao longo do tempo).</p>	<p>Requerem conhecimento da forma funcional, sendo por isso vulneráveis a erros funcionais de especificação.</p> <p>Necessitam de um grande número de observações.</p>

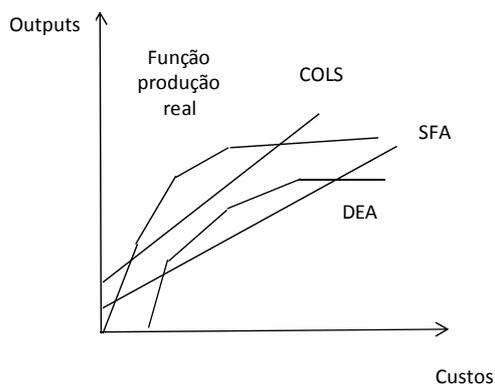
O DEA tem comparativamente com os métodos paramétricos a vantagem de não precisar que sejam especificadas as funções custo ou produção. Pelo contrário, os métodos paramétricos obrigam a assumir previamente uma forma funcional, sendo por isso abordagens vulneráveis a erros funcionais de especificação (Harvey e Pollitt, 2009)<sup>35</sup>. Por este motivo, a aplicação do DEA requer conhecimentos menos rigorosos dos sectores analisados. Outra importante vantagem prende-se com a possibilidade do DEA, ao contrário dos métodos paramétricos, identificar quais são as empresas que se encontram na fronteira de eficiência. Porém, os métodos não paramétricos<sup>36</sup> têm como principal desvantagem a incapacidade de separar a componente de eficiência da componente de erro. Esta vantagem comparativa dos métodos paramétricos é mais patente no SFA do que nos métodos determinísticos, tais como o COLS. Todavia, esta vantagem tem como contraponto negativo o fato de exigir um universo amplo de observações para que a análise possa ser considerada robusta. Esta característica é mais vincada no caso do SFA, para o qual é necessário definir previamente a função distribuição dos resíduos. Finalmente, importa salientar que os métodos paramétricos possibilitam uma análise dinâmica da eficiência, isto é, ao longo do tempo.

Consequentemente, existem claras diferenças em termos de resultados consoante as metodologias aplicadas. Espera-se assim que o SFA apresente fronteiras de eficiência menos exigentes do que o COLS, sendo que o DEA, apesar de recriar em parte a forma da fronteira de eficiência, apresentará valores menos eficientes. Estas conclusões estão patentes na figura que se segue, baseada numa figura semelhante apresentada por Agrell e Bogetoft (2003) e que compara os resultados de diferentes metodologias para a definição de uma fronteira eficiente de produção.

<sup>35</sup> Haney, Aoife Brophy e Pollitt, Michael. 2009. "Efficiency Analysis of Energy Networks: an International Survey of Regulators" *Energy Policy*, 37(2): 5814-5830.

<sup>36</sup> Existem formas de ultrapassar este problema, nomeadamente aplicando o *Bootstrapping* ao DEA (Haney e Pollitt, 2009).

Figura 4-15 - Comparação das diferentes metodologias de definição de fronteira eficiente



#### 4.3.1.3 TRATAMENTO DOS RESULTADOS DO *BENCHMARKING*

A capacidade das metodologias de *benchmarking* facultarem resultados que possam ser transpostos com segurança para metas de eficiência está muito dependente da qualidade e da quantidade de informação disponível.

Numa situação extrema, em que se conhece muito bem um sector, ou existe um número muito elevado de empresas comparáveis, poder-se-á recorrer a processos do tipo *Yardstick competition*<sup>37</sup>. Neste tipo de processos, o regulador tem numa primeira fase, isto é, num primeiro período de regulação, o papel de observador da evolução da eficiência média no sector. Consoante os resultados verificados, o regulador impõe para o período seguinte a melhoria média de eficiência ocorrida no sector, beneficiando as empresas mais eficientes e penalizando as empresas menos eficientes. Esta metodologia recria um ambiente competitivo. Porém, esta metodologia baseia-se também em duas assunções que dificilmente se verificam conjuntamente. Em primeiro lugar, pressupõe que todas as empresas laboram em condições semelhantes, podendo ser comparáveis, e, em segundo lugar, que as empresas não desenvolvem ações concertadas no sentido de não reduzirem os custos e assim enviesarem os resultados.

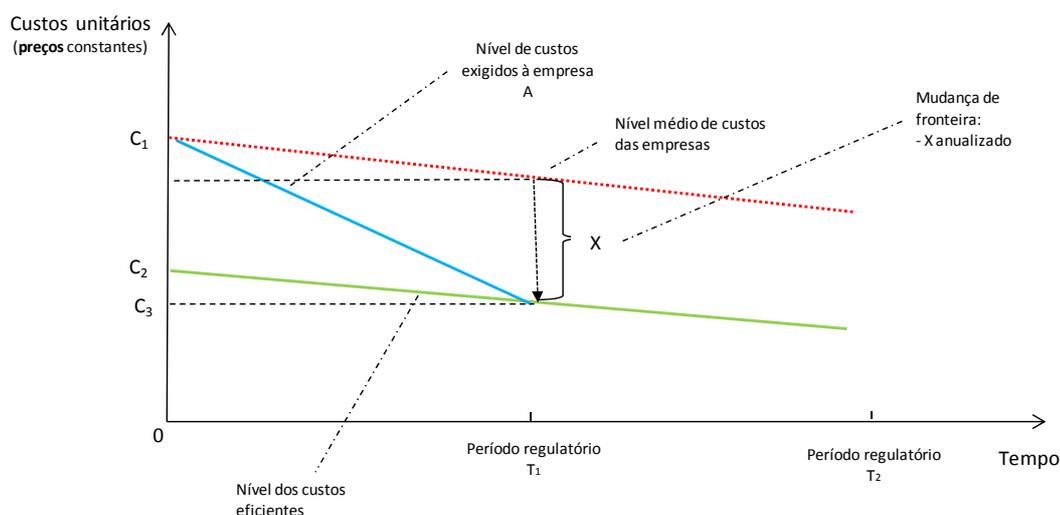
Em sentido oposto, o regulador pode considerar que nenhuma empresa é comparável e que os dados retirados do *benchmarking* não podem ser utilizados com segurança, aplicando metas de eficiência diferenciadas por empresa, que apenas refletem as melhorias de eficiência observadas em cada empresa nos últimos tempos. Esta situação não proporciona qualquer incentivo às empresas para melhorarem o seu nível de eficiência para além do ocorrido, além de poder ter o efeito indesejado de travar qualquer esforço realizado nesse sentido até à data, por as empresas considerarem que esse esforço possa conduzir à diminuição futura dos proveitos permitidos pelo regulador.

<sup>37</sup> Shleifer, A. 1985. "A theory of yardstick competition". *Rand Journal of Economics*, 16(3): 319-327.

Entre estas soluções extremas existem várias abordagens possíveis.

Face a um grau de confiança razoável da empresa, o regulador pode definir metas de eficiência comuns a todo o sector ou para um grupo de empresas, que se considere partilharem condicionantes comuns de funcionamento de mercado, sendo este valor diretamente ou indiretamente retirado dos valores obtidos da análise de *benchmarking*. Esta abordagem está englobada nas metodologias do tipo *Revenue Cap* ou *Price Cap*. Este método também é naturalmente utilizado quando, como é o caso, coexiste apenas uma empresa que exerce a atividade. Este método é ilustrado na figura seguinte.

Figura 4-16 - Aplicação de meta de eficiência



Finalmente, a falta de confiança nos resultados obtidos de análises do tipo *benchmark* pode conduzir o regulador a estabelecer limites superiores ou inferiores aos ganhos das empresas, para além dos quais exista uma partilha dos benefícios ou das perdas com os consumidores. Dito de outro modo, caso, após um período de regulação durante o qual se aplicaram metas de eficiência, os lucros ultrapassem um determinado patamar, estes ganhos excedentários são transferidos para os consumidores total ou parcialmente. Em sentido oposto, caso os ganhos sejam inferiores a um valor limite, os consumidores suportarão integral ou parcialmente esse diferencial. Este mecanismo tem a vantagem de diminuir os efeitos da aplicação errada de metas de eficiência. Porém, tem a desvantagem de desincentivar as empresas a melhorar o seu nível de eficiência para além de um determinado limite.

#### 4.3.1.4 APLICAÇÃO DO *BENCHMARKING* NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Efetou-se uma análise de artigos científicos relacionados com a definição do nível de eficiência das funções de produção de empresas distribuidoras de energia elétrica, cujo resumo é apresentado em anexo.

Na maior parte destes artigos, as empresas que compõem as amostras atuam em situações relativamente próximas. As amostras são de um modo geral compostas por mais de 50 empresas, sendo que na maior parte dos casos, as empresas pertencem ao mesmo país ou a países com características semelhantes, como por exemplo a Noruega e a Finlândia (Samuli *et al*, 2004). A relativa homogeneidade da amostra poderá explicar que os níveis médios de ineficiência estimados não sejam muito elevados, situando-se entre 15 e 30%.

Nos artigos referenciados foram aplicadas as principais metodologias de definição do nível de eficiência, paramétrica e não paramétrica, bem como modelos de engenharia, sendo estas últimas metodologias aplicadas com menos frequência. A maior parte dos autores refere fraquezas nos métodos. Os resultados dos métodos paramétricos dependem da dimensão da amostra e da forma funcional escolhida para a produção. Os métodos não paramétricos, tais como o DEA, apresentam a vantagem face aos modelos paramétricos de permitirem ser utilizados em amostras de pequena dimensão. Porém, esta vantagem esbate-se se considerarmos que as funções produção não são convexas (Grifell-Tatjé e Kertens, 2007).

As possíveis falhas metodológicas conjugadas com simples erros na obtenção dos dados levam vários autores a sublinharem que os resultados apurados pelas metodologias de *benchmarking* não devem ser aplicados pelo regulador de uma forma quase mecânica, tendo em conta o grau de incerteza associado à utilização das diversas metodologias. Deste modo, a aplicação das técnicas de *benchmarking* deve ser considerada como uma técnica complementar de decisão colocada ao dispor do regulador (ver por exemplo Marie-Anne Plagnet (2006) ou Carrington, *et al* (2002)).

Neste âmbito, importa igualmente referir o artigo científico de Haney e Pollitt (2009), que compara as metodologias de *benchmarking* aplicadas pelos reguladores de vários países da Europa, da América do Sul e da Oceânia, às atividades de transporte e de distribuição dos sectores de energia elétrica e do gás natural. O resumo das principais conclusões do estudo para o sector elétrico encontra-se em anexo.

Quadro 4-1 – Resumo artigo Haney e Pollit

	Benchmarking		Âmbito aplicação	Aplicação resultados	N.º de empresas de distribuição	Meta de eficiência	
	Sim/Não	Tipo				Período	Objectivo
<b>Europa</b>							
Alemanha	Não (a)	(a)	-	(a)	850	(a)	(a)
Áustria	Sim	foram consideradas devido à pequena amostra	Totex	2005	120	8	25,24% (T&D)
Bélgica	Sim	DEA	Totex	2007	27	5 anos D	Média 10% Máximo 29% (T&D)
Croácia	Não	-	-	2008	1	-	-
Dinamarca	Sim	Custos padrões	Opex e capex	2006	115	-	n.d
Eslovénia	Sim	DEA	Opex e capex	2006	5	3	10%
Estónia	Sim	COLS+Processos	Opex	2008	40	-	n.d
Finlândia	Sim	SFA+DEA	Totex mas apenas aplicado	2007	102	8	18%
Grécia	Não	-	-	-	1	-	-
Hungria	Sim	Processos	n.d	2005	6	1	Média (2%)
Irlanda	Sim	Processos	n.d	2005	1	-	-
Islândia	Sim	DEA	OPEX	2007	-	-	n.d
Lituânia	Não	-	-	-	1	-	-
Luxemburgo	Não	-	-	2006	7	-	-
Noruega	Sim	SFA+DEA	Totex	2007	158	1 (e)	60%
Países Baixos	Sim	DEA	Totex (c)	2006	8	3	20%
Polónia	Sim	Modelo baiseano	OPEX	n.d	14	-	n.d
Reino Unido	Sim	COLS, DEA, houve SFA mas constringido devido à pequena amostra	Opex e Capex	2005	7	-	Novo período com novos custos
Répubblica Checa	Não	-	-	2005	3	-	-
Suécia	Não	-	-	(b)	171	-	-
<b>América Latina</b>							
Argentina	Sim	DEA	Opex	n.d	-	-	n.d
Bolívia	Sim	Processos	n.d	2007	6	-	n.d
Brazil	Sim	DEA	Opex	2007	77	-	Média 10% 4 anos
Chile	Sim	Custos padrões	Totex	2004	37	-	n.d
Colombia	Sim	DEA	Capex	2007	31	5	20%
República Dominicana	Sim	-	-	-	3	-	n.d
México	Não	-	-	-	2	5	50%
Peru	Sim	Processos	n.d	2009	21	-	-
Uruguai	Não	-	-	-	1	-	-
<b>Oceania</b>							
Nova Zelândia	Sim	Processos	2004	2005	28	-	-
Austrália (South Austrália)	No	-	-	2005	-	-	-
Austrália (Northern Territory)	Sim	Factor baseado no que é aplicado	Opex	2004	-	-	-
Austrália (Western Australia)	No	-	2006	2006	-	-	-

A maior parte dos reguladores integrados nessa análise aplicam metodologias de *benchmarking*, sendo que as metodologias paramétricas são de um modo geral mais populares. No que diz respeito à distribuição de eletricidade, os autores concluem que os reguladores que impõem reduções de ineficiência mais significativas (igual ou superior a 25%) “correspondiam ao uso de várias técnicas de *benchmarking* (maioritariamente a combinação de DEA e COLS), bem como métodos alternativos de

apuramento de fatores de eficiência”. Importa sublinhar que estas reduções são impostas para períodos que se situam entre os 5 e os 10 anos (equivalente a dois ou mais períodos regulatórios).

#### 4.3.1.5 DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS

A realização do estudo de *benchmarking*, com vista à definição das metas de eficiência, deverá ter em conta os seguintes aspetos:

- a) Definição do nível eficiente de custos de exploração e o conseqüente diferencial entre este nível e o nível dos custos das empresas objeto do estudo.
- b) Definição dos indutores de custos e dos pesos relativos dos custos variáveis e fixos nos custos totais, assim como a definição dos fatores exógenos, isto é, dos fatores não controláveis pela empresa, mas que possam justificar parte das diferenças apontadas.

Os custos de exploração, ou OPEX, correspondem aos fatores produtivos ou *inputs*, medidos em unidade monetária, que, conjuntamente com os custos de investimento, ou CAPEX, são necessários à realização da atividade da empresa, isto é, à realização ou produção dos *outputs*.

Antes de iniciar este processo, importa definir alguns conceitos importantes, que serão referidos ao longo do trabalho, nomeadamente:

- *Inputs*.
- *Outputs*.
- Indutor de custos.

#### **INPUTS DA EMPRESA**

Os *inputs* podem corresponder a unidades físicas. Nesse caso, as medidas de eficiência correspondem a medidas de promoção da eficiência técnica. No caso presente, estes *inputs* dizem respeito ao número de efetivos e ao conjunto de equipamento necessário à realização da atividade, como sejam a rede instalada, aérea ou subterrânea, os postos de corte e seccionamento, as subestações ou ainda os postos de transformação.

A distribuição de energia elétrica é efetuada em alta, média e baixa tensão, isto é, abaixo de 60 kV. Esta atividade encontra-se a meio da cadeia de valor do sector elétrico, sendo, tradicionalmente, o elo de ligação entre a rede de transporte de energia elétrica e os consumidores finais. Porém, com o incremento da injeção da energia elétrica produzida por centrais de pequena dimensão, a rede de distribuição de energia está, por vezes, diretamente ligada ao centro electroprodutor. Os custos associados a esta atividade dizem geralmente respeito ao investimento e à manutenção da rede. Assim tal como o transporte de energia elétrica, a distribuição é considerada uma atividade realizada em

monopólio natural. Porém, os custos com operação e manutenção assumem um peso muito superior nesta atividade, comparativamente com a atividade de transporte de energia elétrica.

Sublinhe-se que, tal como sucede com muitas empresas reguladas, a realização de algumas das atividades da responsabilidade da EDP Distribuição é subcontratada a outras empresas prestadoras de serviço, sendo registada contabilisticamente na rubrica de custos de Fornecimentos e Serviços Externos. Esta rubrica de custos adquire assim uma importância acrescida no OPEX. Esta realidade condiciona as análises baseadas em dados físicos, focadas na eficiência técnica, tendo em conta que os dados físicos utilizados não refletem a utilização dos respetivos recursos. Este fato é mais evidente no caso presente, em que o estudo incide apenas sobre o OPEX. Assim, as análises apresentadas incidem sobre os dados contabilísticos, em que os *inputs* corresponderão aos custos de exploração líquidos de custos imputados ao investimento.

### **OUTPUTS E INDUTORES DE CUSTOS**

Os *outputs* são os diferentes produtos ou serviços resultantes das atividades das empresas.

Os indutores de custos são variáveis cuja evolução reflete diretamente no nível de custos da empresa, a evolução da sua atividade. Como estas variáveis são por definição mensuráveis, elas correspondem geralmente aos *outputs* das funções de produção consideradas pelos economistas. Registe-se que a definição dos indutores de custos está associada à definição do peso dos custos variáveis e dos custos fixos no total dos custos. Estes últimos, ao contrário dos custos variáveis, não variam com a evolução da atividade das empresas. A separação entre custos variáveis e custos fixos depende muito do horizonte temporal considerado, no longo prazo todos os custos evoluem com a atividade da empresa. No curto prazo, a maioria dos custos não varia, nomeadamente, os custos associados à evolução dos pontos de entrega, cuja dinâmica, ao contrário da energia elétrica distribuída é mais lenta e, principalmente, menos volátil.

No caso da atividade de Distribuição Energia Elétrica, o Regulamento das Relações Comerciais (RRC) atualmente em vigor define no n.º 1 do artigo 54.º, que a atividade de Distribuição de Energia Elétrica deve assegurar a operação das redes de distribuição de energia elétrica em condições técnicas e económicas adequadas. No n.º 2 do referido artigo, o RRC define que compete aos operadores das redes de distribuição, entre outras coisas:

- Planear e promover o desenvolvimento das redes de distribuição que operam de forma a veicular a energia elétrica dos pontos de receção até aos pontos de entrega, assegurando o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis.
- Proceder à manutenção das redes de distribuição.
- Garantir a existência de capacidade disponível de forma a permitir a realização do direito de acesso às redes, nas condições previstas no RARI.

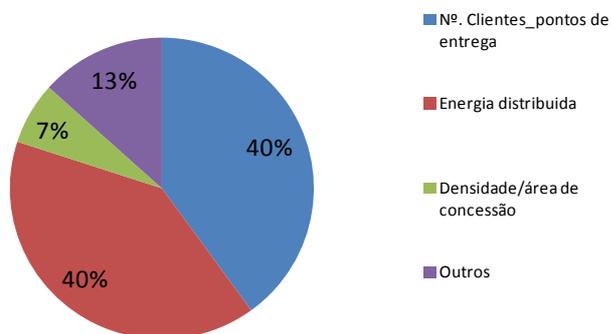
- Coordenar o funcionamento das redes de distribuição por forma a assegurar a veiculação de energia elétrica dos pontos de receção até aos pontos de entrega, observando os níveis de qualidade de serviço regulamentarmente estabelecidos.
- Assegurar o cumprimento dos padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis nos termos do Regulamento de Qualidade de Serviço.

Existe assim, um grande número de atividades e, conseqüentemente, de *outputs* difíceis de individualizar e de hierarquizar pelo seu grau de importância.

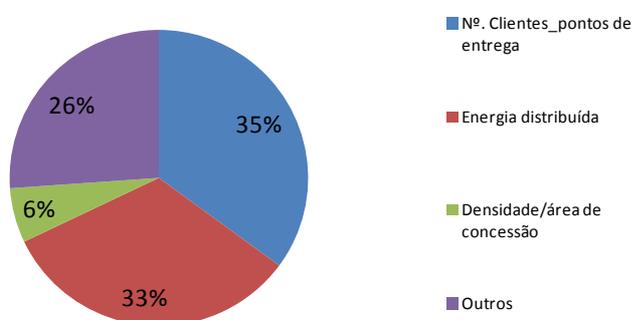
Pode-se, contudo, considerar que a atividade de distribuição de energia elétrica tem dois principais indutores de custos, a quantidade de energia elétrica distribuída e o número de pontos de entrega. Para além disso, os custos variam igualmente com a tipologia e a densidade da área de concessão. A análise efetuada à literatura académica confirma esta interpretação. Nos artigos científicos analisados, 80% dos *outputs* escolhidos dizem respeito à energia elétrica distribuída e aos consumidores/pontos de entrega de energia elétrica (40% cada). Nesta análise, apenas um artigo científico refere a densidade populacional. Numa análise bastante mais abrangente que contempla 43 trabalhos académicos (Santos *et al* (2011)), cerca de 68% dos artigos usam o peso da energia elétrica distribuída e do número de clientes.

Figura 4-17 - *Outputs* por artigos científicos: análise ERSE e Santos *et al*

Peso dos *Outputs* análise ERSE



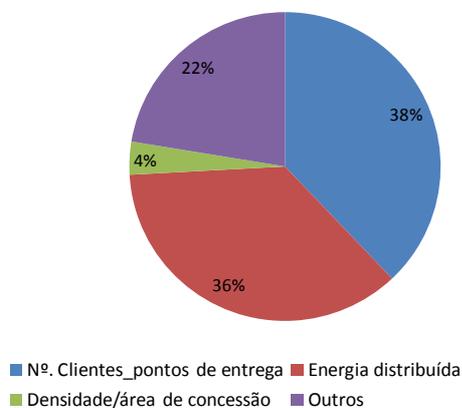
Peso dos *Outputs* análise Santos, Amado e Rosado



Fonte: Santos *et al* (2011)

No mesmo artigo, conclui-se que desde 2004 o peso dos artigos científicos que consideram como *outputs* a energia elétrica distribuída e os pontos de entrega, aumentou para 74%, como se pode ver na Figura 4-18.

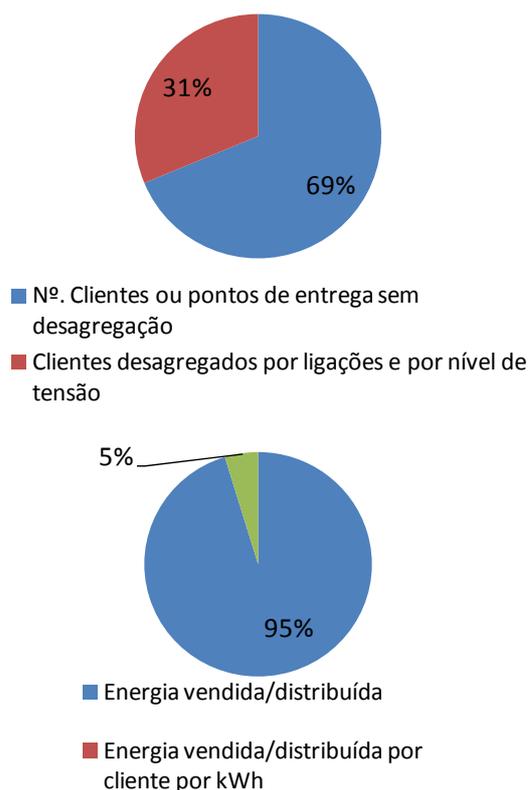
Figura 4-18 - *Outputs* por artigos científicos posteriores a 2004 (Santos *et al*, 2011)



Fonte: Santos *et al* (2011)

Registe-se que no que diz respeito às referências à energia elétrica como *outputs* apenas 5% dos casos discrimina a energia elétrica distribuída por nível de tensão. Já no que diz respeito ao número de clientes ou pontos de entrega, a discriminação por nível de tensão é feita em 39% dos casos.

**Figura 4-19 - Peso dos artigos científicos com desagregação dos *outputs* pontos de entrega e energia vendida no conjunto dos artigos**



Fonte: Santos *et al* (2011)

#### 4.3.2 ESTUDO ELABORADO PELA EDP

À semelhança do período de regulação 2009-2011, mas com informação mais recente, a EDP Distribuição efetuou uma análise de eficiência aos custos das suas áreas de rede, permitindo uma definição do nível de eficiência da atividade de Distribuição com base nos níveis médios de eficiência obtidos através das diferentes unidades da empresa.

Devido à alteração da estrutura da EDP Distribuição em julho de 2007, as anteriores 14 áreas de rede foram substituídas por 6 direções de rede e clientes. Uma vez que só existe um histórico de 3 anos para as novas unidades organizativas, a empresa optou por incluir a informação relativa às antigas áreas de rede nas novas séries de análise de eficiência. Na prática, foi realizada a recolha de dados das antigas

áreas de rede de 2003 a 2006 e das novas unidades de 2008 a 2010, tendo-se verificado uma série com 74 observações.

A informação recolhida incidiu sobre os custos controláveis diretos e indiretos, sendo que os custos indiretos foram imputados a cada unidade com base nos custos diretos numa lógica de pró-rata. Além disso, a EDP Distribuição fez alguns ajustamentos à base de custos de forma a incluir apenas os custos controláveis relativos à atividade de Distribuição. Desta forma, foram excluídos os custos que são exógenos à empresa e que apresentam uma elevada volatilidade, designadamente, os gastos com fundo de pensões e reformas flexíveis, as provisões líquidas de outros riscos e encargos, custos extraordinários decorrentes de temporais e componente relativa à remuneração do ativo incluída na fatura da EDP Soluções Comerciais. Outro dos ajustamentos a ter em conta foram os decorrentes da alteração do normativo contabilístico de POC para IFRS em 2010.

Com o objetivo de determinar a redução de custos necessária a tornar eficientes as unidades organizativas, cujo desempenho se encontra abaixo das mais eficientes, foram utilizados dois métodos distintos:

- Métodos não paramétricos – metodologia DEA
- Métodos paramétricos – técnicas econométricas

Assim, os custos são a variável a explicar nos modelos econométricos e o *input* no caso dos modelos DEA (a qualidade de serviço também foi considerada um *input*). As variáveis explicativas foram as seguintes: (i) número de clientes, (ii) energia distribuída, (iii) comprimento das linhas e (iv) qualidade de serviço. Para além destas variáveis, existem outras não controláveis pelo gestor de rede, mas que podem influenciar a eficiência da mesma. São disso exemplo: (i) densidade dos clientes, proporção das linhas subterrâneas e a percentagem da energia em baixa tensão.

A aplicação dos métodos referidos, conduziu aos seguintes resultados:

- Metodologia DEA: nível médio de eficiência de 98% em 2010.
- Metodologia da fronteira estocástica (SFA) considerando uma função linear: nível médio de eficiência de 96% em 2010.
- Metodologia da fronteira estocástica (SFA) considerando uma função translogarítmica, estimada através do método da máxima verosimilhança:
  - nível médio de eficiência de 96% em 2010;
  - custos aumentam com o número de clientes e com a energia distribuída;
  - as áreas de rede com maior tempo de interrupção (TIEPI MT) apresentam maiores custos associados à reposição do serviço;
  - as variáveis não controláveis pela gestão têm efeitos significativos na base de custos.

Para além destas metodologias, foi efetuado um modelo simplificado, do qual resultaram diferentes estimativas dos parâmetros do modelo SFA: os custos dependem da energia distribuída, do comprimento das linhas e da percentagem da energia em baixa tensão.

Segundo a EDP Distribuição, este modelo pode conduzir a leituras erradas de ineficiência, pois exclui algumas variáveis relevantes na determinação da base de custos.

Os resultados deste modelo simplificado são os seguintes:

- Metodologia DEA: nível médio de eficiência de 94% em 2010.
- Metodologia SFA: nível médio de eficiência de 95% em 2010.

De acordo com o modelo apresentado pela EDP Distribuição que, segundo a mesma, melhor reflete a realidade da atividade, a eficiência média das unidades organizativas da empresa situa-se entre 96% e 98% em 2010.

É de referir que, segundo a leitura dos valores históricos apresentados pela empresa, o nível médio de eficiência em qualquer dos modelos e metodologias se situou sempre acima dos 85% desde 2004.

#### 4.3.3 ESTUDO ELABORADO PELO REGULADOR CHECO

Em 2010, O regulador checo (ERÚ) lançou um projeto com o propósito de realizar uma análise comparativa (*benchmarking*), para determinar o nível de eficiência objetivo a atingir para cada empresa regulada. As empresas reguladas alvo do estudo são os operadores da rede de distribuição (*Distribution System Operators*, DSOs). Atualmente, a República Checa tem três empresas regionais de distribuição de eletricidade, havendo neste caso apenas uma empresa municipal, e seis empresas de distribuição de gás, sendo uma dessas empresas uma empresa exclusivamente municipal. Como a amostra é pequena, o regulador optou por proceder à análise comparativa, recorrendo a DSOs estrangeiros. O principal objetivo do projeto é a validação de metodologias e não a determinação dos fatores de eficiência para o quarto período regulatório (2015-2019).

Na seleção dos países a estudar houve a preocupação de identificar DSOs comparáveis. Deste modo, apenas foram selecionados DSOs com um quadro regulamentar próximo do *Yardstick competition* e métodos de regulação do tipo *Price Cap*. Outro critério complementar foi a avaliação de diferenças significativas no clima e nas tecnologias utilizadas. Por esta razão, todos os países nórdicos foram excluídos. Os países que participam no estudo são: Áustria, República Checa, Estónia, Hungria, Irlanda, Lituânia, Países Baixos, Polónia, Portugal, Eslováquia e o Reino Unido.

A ERÚ, em colaboração com os reguladores nacionais e os DSOs que participaram no estudo, recorreu a informação técnica e financeira, compreendida entre 2007 e 2009. Porém, os dados relativos a 2007 foram retirados porque nem todos os reguladores facultaram os dados relativos a esse ano. A

informação física recolhida relativamente ao setor elétrico foi a seguinte: área abastecida, ponta anual, distribuição de eletricidade por ano, duração média da interrupção de eletricidade, comprimento da rede – subterrânea e aérea, n.º de transformadores, n.º de pontos de entrega a clientes finais e despesas operacionais ajustadas. A informação financeira recolhida foi a seguinte: custos operacionais (controláveis e não controláveis), amortizações, custo de aquisição dos ativos e seu valor contabilístico, base de ativos regulada e custo de capital (*WACC*).

Como *inputs* dos modelos, o regulador checo utilizou as despesas com OPEX e com TOTEX. Como exemplo de *outputs* dos modelos, foram utilizados a extensão de rede em baixa tensão e média tensão, o número de pontos de entrega a clientes finais e a duração média de interrupções. O modelo mais ajustado à sua amostra (com um  $R^2$  superior) foi o modelo com o OPEX como variável de *input* e a extensão da rede em baixa tensão, a extensão da rede em alta e média tensão e o número de pontos de entrega a clientes finais, como variáveis de *output*.

O regulador checo utilizou como metodologias para o *benchmarking* o COLS e o DEA, com rendimentos constantes, variáveis e não crescentes à escala. Os resultados obtidos através da metodologia DEA-rendimentos variáveis à escala não foram considerados uma vez que a amostra incluía poucas empresas de grande dimensão. O método SFA não foi utilizado pelo regulador checo dado que a amostra é reduzida.

Relativamente aos resultados do *benchmarking*, não existem diferenças significativas (à parte de algumas exceções) entre os resultados, quer se compare por modelos, quer se compare por metodologias. No total da amostra para o setor elétrico (40 empresas) e em que, a 40ª empresa corresponde à empresa mais eficiente, a EDP Distribuição ocupa a nona posição, de acordo com os modelos estudados. No que diz respeito às análises efetuadas ao nível de eficiência para o OPEX da atividade de distribuição de energia elétrica, o nível de eficiência da EDP distribuição situa-se entre 40% e 50% da fronteira eficiente, independentemente dos modelos considerados, que variam com os *outputs*, e das metodologias consideradas (DEA para rendimentos constantes e não crescentes à escala e para o COLS:

Em anexo, encontra-se o documento resumo do estudo “*Benchmarking DSOs*” onde é apresentado, com maior detalhe, o referido estudo do regulador checo.

#### 4.3.4 ESTUDO DA ERSE

Procurou-se criar uma amostra composta por empresas distribuidoras europeias de energia elétrica, com dados disponíveis e comparáveis, relativos aos custos de exploração e aos principais indutores de custos.

Numa primeira fase, definiu-se um conjunto de indicadores representativos dos indutores de custos, no seguimento da análise efetuada no ponto 4.2.1.

Os dados foram retirados dos *sites* de empresas europeias, com os dados financeiros, económicos e técnicos mais atuais tanto quanto possível, relativos à distribuição de energia elétrica.

Nesse exercício, procurou-se por um lado, assegurar a fiabilidade dos dados recolhidos e, por outro lado, garantir a comparabilidade das empresas que compõem a amostra, tanto em termos de disponibilidade de dados, como em termos de características de operação.

Neste sentido, escolheram-se indutores de custos facilmente mensuráveis e de fácil cálculo: número de pontos de entrega<sup>38</sup>, energia elétrica distribuída e comprimento total da rede<sup>39</sup>. No que diz respeito aos custos de exploração, o seu cálculo decorre da dedução aos custos de exploração, das amortizações, das provisões e dos trabalhos para a própria empresa diretamente imputados à distribuição de energia elétrica. Os custos de exploração estão calculados a preços constantes de 2009, tendo-se aplicado as taxas de inflação dos respetivos países nos dois casos em que os custos não respeitem a este período (empresa Irlandesa ESB e empresa Britânica SP Distribution). Importa sublinhar, que os relatórios e contas das empresas britânicas dizem respeito ao período de 12 meses findo em 31 de março. Assim, os dados relativos a 2010 incluem 3 trimestres de 2009 e um trimestre de 2010, considerando-se, naturalmente, 2009 como o ano civil a que dizem respeito a maior parte dos dados. Para permitir a comparabilidade dos valores obtidos com empresas de diferentes países europeus, ajustaram-se os custos de exploração através da paridade poder de compra, tendo como moeda de referência o dólar norte-americano<sup>40</sup>.

Tendo em conta o cuidado na interpretação dos resultados que uma análise deste género acarreta, em particular quando tem um carácter estático e agrupa empresas em situações muito diferentes, pretendeu-se que os resultados da EDP Distribuição não fossem prejudicados por qualquer fator de carácter extraordinário. Neste sentido:

- Escolheu-se 2009 para a análise, porque desde o início da regulação e até à data de realização do estudo, os custos unitários da EDP Distribuição foram nesse ano os mais baixos, como se observou no ponto 4.2.2.
- Foram retirados os custos com rendas de concessão aos custos de exploração da EDP Distribuição. Deste modo, a base de custos considerada é, à partida, menor do que a das restantes empresas que compõem a amostra.

---

<sup>38</sup> Ou como *proxy*, o número de clientes.

<sup>39</sup> Considerou-se o comprimento da rede como o fator exógeno, o que poderia ser discutível se a análise incidisse sobre o CAPEX. No caso presente, esta questão não se põe.

<sup>40</sup> Dados retirados da Universidade da Pensilvânia [http://pwt.econ.upenn.edu/php\\_site/pwt\\_index.php](http://pwt.econ.upenn.edu/php_site/pwt_index.php)

Foi selecionado um primeiro grupo, constituído por 18 empresas distribuidoras de energia elétrica, com dados posteriores a 2005 relativos aos dois principais indutores de custos, número de clientes e energia elétrica distribuída, para além dos custos de exploração. O Quadro 4-2 apresenta as empresas que constituem a amostra.

**Quadro 4-2 - Dados do primeiro conjunto de amostra**

	País	Ano	N.º de clientes	Energia elétrica distribuída GWh	km redes	Custos operacionais PPC USD
East	Reino Unido	2010	2 223 548	34 719	30 160	100 724
EDA	Portugal	2009	119 356	757	1 727	11 124
EDP Distribuição	Portugal	2009	6 119 805	46 146	218 226	335 630
EEM	Portugal	2009	136 584	877	5 672	14 962
Endesa	Espanha	2009	11 786 168	115 476	312 336	1 088 632
Enel Distribuzione	Itália	2009	30 000 000	240 900	1 095 868	3 106 148
EPS	Sérvia	2009	2 310 811	27 157	142 195	1 354 942
ESB	Irlanda	2006	2 063 925	24 874	165 771	375 589
Fortum	Finlândia	2009	1 616 000	25 900	156 100	353 752
HEP-ODS	Croácia	2009	2 310 811	14 701	132 938	12 708
LPN	Reino Unido	2010	1 600 000	29 585	n. d.	76 438
NEDL	Reino Unido	2010	1 600 000	15 540	15 540	52 959
PPC	Grécia	2009	7 554 289	54 400	222 072	386 646
Sibelga	Belga	2009	211 001	5 342	6 307	87 476
South East	Reino Unido	2010	2 229 279	22 135	45 000	100 724
SP Distribution	Reino Unido	2009	2 310 811	20 321	63 752	89 165
Východoslovenská	Eslováquia	2009	609 554	3 386	23 500	94 621
WPD	País de Gales	2010	1 100 000	15 540	n. d.	43 957

O Quadro 4-3 apresenta a estatística descritiva das variáveis apresentadas anteriormente.

**Quadro 4-3 - Estatística descritiva das variáveis (conjunto das empresas)**

	N.º de clientes	Energia elétrica distribuída GWh	Comprimento redes km	Custos operacionais USD PPC
<b>Unidade</b>	<b>Número</b>	<b>GWh</b>	<b>km</b>	<b>USD PPC</b>
<b>Média</b>	<b>4 216 775</b>	<b>38 764</b>	<b>164 823</b>	<b>426 046</b>
<b>Mediana</b>	<b>2 143 737</b>	<b>23 505</b>	<b>98 345</b>	<b>97 672</b>
<b>Desvio-padrão</b>	<b>7 083 350</b>	<b>56 962</b>	<b>265 626</b>	<b>765 984</b>
<b>Mínimo</b>	<b>119 356</b>	<b>757</b>	<b>1 727</b>	<b>11 124</b>
<b>Máximo</b>	<b>30 000 000</b>	<b>240 900</b>	<b>1 095 868</b>	<b>3 106 148</b>
<b>N.º de observações</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>16</b>	<b>18</b>
<b>Nível de confiança (95,0%)</b>	<b>3 522 467</b>	<b>28 327</b>	<b>141 542</b>	<b>380 915</b>

A amostra assim obtida é de pequena dimensão, o que impede a definição de metas de eficiência com recurso a métodos paramétricos, tais como o COLS e o SFA. Este fato ainda é mais substancial no caso do SFA, por esta metodologia obrigar à estimação da distribuição dos erros. Neste sentido, registre-se que a análise do regulador checo, Erú, exposta no ponto anterior, não integrou os resultados do SFA por não os considerar fiáveis apesar da amostra, constituída por 40 empresas, ser maior do que no caso presente. Porém, podem ser aplicados métodos não paramétricos, nomeadamente o DEA, tendo em conta:

- Não ser necessário estimar parâmetros estocásticos numa amostra de pequena dimensão.
- Não ser necessário definir a forma funcional. Registe-se que esta metodologia permite considerar rendimentos crescentes à escala e, conseqüentemente, permite anular o efeito escala nos indicadores de desempenho das empresas.

Num primeiro momento, aplicou-se a metodologia DEA ao conjunto da amostra com os indutores de custos para o mesmo nível de *input*. A função objetivo considerada maximiza os *outputs*, tendo em conta um determinado nível de *input*.

O *input* corresponde aos custos de exploração a preços constantes e os *outputs* correspondem à energia elétrica, ao comprimento da rede e ao n.º de clientes.

**Quadro 4-4 - Correlação entre variáveis**

	<i>N.º de clientes</i>	<i>Energia eléctrica distribuída GWh</i>	<i>km redes</i>	<i>Custos operacionais PPC USD</i>
<i>N.º de clientes</i>	1			
<i>Energia eléctrica distribuída GWh</i>	0,992	1		
<i>km redes</i>	0,979	0,968	1	
<i>Custos operacionais PPC USD</i>	0,910	0,919	0,933	1

Como se pode observar no quadro anterior, todas as variáveis estão bastante correlacionadas, sendo este efeito mais visível no caso dos *inputs*. Deste modo, optou-se por escolher os dois *inputs* com mais impacto nos custos de exploração e que são menos correlacionados entre si, o comprimento das redes e o número de clientes. No seu estudo, o regulador checo incorporou igualmente estes dois *inputs*. Estes dados correspondem ao modelo 1. Nos quadros seguintes, é igualmente identificado se as empresas apresentam: (I) rendimentos crescentes à escala, isto é, que estão abaixo do seu nível de exploração ótimo; (II) rendimentos decrescentes à escala, acima do nível de exploração ótimo; (III) rendimentos constantes à escala, isto é, cuja dimensão não influencia o desempenho.

**Quadro 4-5 - Resultados modelo 1 – Rendimentos constantes à escala**

HEP-ODS	1,000	Constante
NEDL	0,236	Decrescente
SP Distribution	0,187	Decrescente
East	0,277	Decrescente
Endesa	0,085	Decrescente
South East	0,324	Decrescente
Fortum	0,059	Decrescente
EDA	0,055	Crescente
EEM	0,047	Crescente
EDP Distribuição	0,110	Decrescente
PPC	0,113	Decrescente
EPS	0,016	Decrescente
ESB	0,055	Decrescente
Sibelga	0,049	Crescente
Východoslovenská	0,029	Crescente
Enel Distribuzione	0,062	Decrescente

**Quadro 4-6 - Resultados modelo 1 – Rendimentos variáveis à escala**

HEP-ODS	1,000
NEDL	0,293
SP Distribution	0,421
East	1,000
Endesa	1,000
South East	0,816
Fortum	0,284
EDA	1,000
EEM	0,745
EDP Distribuição	1,000
PPC	1,000
EPS	0,086
ESB	0,356
Sibelga	0,130
Východoslovenská	0,119
Enel Distribuzione	1,000

Os resultados obtidos são bastante díspares, designadamente se se considerarem rendimentos constantes à escala. Este fato decorre da amostra ser constituída por empresas que têm dimensão e características muito diferentes ou ainda por empresas cujos dados não se consideram totalmente fiáveis. Neste sentido, a análise prosseguiu retirando à primeira amostra:

- A EDA e a EEM devido à sua reduzida dimensão e à particularidade de serem empresas insulares.

- A empresa finlandesa Fortum que atua na Escandinávia e em alguns Países Bálticos, devido aos efeitos, reconhecidos<sup>41</sup>, no nível de custos decorrentes das condicionantes climáticas adversas.
- A empresa Sérvia EPS e Croata HEP-ODS por serem *outliers*, o que poderá dever-se à menor fiabilidade dos dados.

Por outro lado, a existência de poucas empresas de grande dimensão comparáveis, envia os resultados quando se consideram rendimentos à escala variáveis. Assim, observa-se no Quadro 4-6 que as 4 maiores empresas da amostra (Enel, Endesa, EDP e PPC), todas com mais do dobro da dimensão mediana, encontram-se na fronteira de eficiência quando se considera rendimentos variáveis à escala (neste caso decrescente).

Registe-se que no seu estudo, o regulador checo optou por não apresentar os valores obtidos com o DEA para rendimentos variáveis à escala, por considerar existir um fator de distorção assinalável decorrente da existência de poucas empresas de grande dimensão na sua amostra, o que envia, como se viu, os resultados.

No modelo 2, os resultados são mais próximos para rendimentos constantes à escala.

**Quadro 4-7- Resultados modelo 2 – Rendimentos constantes à escala**

NEDL	0,728	Crescente
SP Distribution	0,892	Decrescente
East	0,856	Decrescente
Endesa	0,350	Decrescente
South East	1,000	Constante
EDP Distribuição	0,794	Decrescente
PPC	0,701	Decrescente
ESB	0,562	Decrescente
Sibelga	0,152	Crescente
Východoslovenská	0,303	Crescente
Enel Distribuzione	0,431	Decrescente

No modelo 2, a EDP apresenta cerca de 80% do nível eficiente. Sublinhe-se que o estudo do regulador checo aponta para valores muito inferiores, em torno de 45%, para o nível de eficiência da EDP, para os mesmos *inputs*, quando aplica o DEA com rendimentos constantes à escala e com rendimentos à escala não crescentes. O efeito de “compensação pela escala” também explica que a consideração de rendimentos variáveis à escala colocam 7 das 11 empresas, incluindo a EDP Distribuição, na fronteira de eficiência, como se pode observar no Quadro 4-8.

<sup>41</sup> Ver por exemplo Kopsakangas-Savoainen e Svento (2008)

**Quadro 4-8 - Resultados modelo 2 – Rendimentos variáveis à escala**

NEDL	1,000
SP Distribution	0,978
East	1,000
Endesa	1,000
South East	1,000
EDP Distribuição	1,000
PPC	1,000
ESB	0,696
Sibelga	0,605
Východoslovenská	0,565
Enel Distribuzione	1,000

Uma das críticas apontadas ao DEA é a de que o número de empresas dadas como eficientes pelo modelo aumentam com o número de *inputs* considerados, designadamente em amostras de pequena dimensão como é o caso presente (ver Berg (2010) ou Alirwzaee et al (1998)). Assim, de modo a avaliar o grau de sensibilidade dos resultados à escolha dos *inputs*, analisou-se separadamente o desempenho das empresas para cada *input* e apenas para rendimentos constantes à escala.

Quando se considera a energia elétrica distribuída e para rendimentos à escala constantes, a EDP Distribuição apresenta 34% do nível eficiente dado pela empresa inglesa *South East*.

**Quadro 4-9 - Modelo 2 – *input* energia elétrica distribuída- rendimentos constantes à escala**

NEDL	0,73
SP Distribution	0,58
WPD	0,88
LPN	0,96
East	0,86
Endesa	0,26
South East	1,00
EDP Distribuição	0,34
PPC	0,35
ESB	0,16
Sibelga	0,15
Východoslovenská	0,09
Enel Distribuzione	0,19

Quando se considera o número de clientes e para rendimentos à escala constantes, o desempenho da EDP Distribuição melhora, tendo 45% do nível eficiente dado pela empresa inglesa *South East*.

**Quadro 4-10 - Modelo 2 – input clientes - rendimentos constantes à escala**

NEDL	0,74
SP Distribution	0,64
WPD	0,62
LPN	0,52
East	0,54
Endesa	0,27
South East	1,00
EDP Distribuição	0,45
PPC	0,48
ESB	0,14
Sibelga	0,06
Východoslovenská	0,16
Enel Distribuzione	0,24

Quando se considera o número de clientes e para rendimentos à escala constantes, o desempenho da EDP Distribuição melhora substancialmente, apresentando cerca de 79% do nível eficiente, dado novamente pela empresa inglesa *South East*.

**Quadro 4-11 - Modelo 2 – Input km rede - rendimentos constantes à escala**

NEDL	0,36
SP Distribution	0,87
East	0,37
Endesa	0,35
South East	1,00
EDP Distribuição	0,79
PPC	0,70
ESB	0,54
Sibelga	0,09
Východoslovenská	0,30
Enel Distribuzione	0,43

Importa igualmente considerar as classificações da EDP Distribuição em termos de desempenho, para melhor interpretar os seus resultados. Assim, no que diz respeito à energia elétrica distribuída e ao número de clientes, a EDP Distribuição encontra-se abaixo da mediana, tendo o 8.º desempenho em 13 empresas nestes casos. No que diz respeito ao comprimento da rede, a posição relativa da EDP distribuição melhora, ocupando o 3.º lugar.

**Quadro 4-12 - Ranking de eficiência considerando a energia eléctrica distribuída ou o número de clientes**

	Energia eléctrica	Clientes
NEDL	5	2
SP Distribution	6	3
WPD	3	4
LPN	2	6
East	4	5
Endesa	9	9
South East	1	1
EDP	8	8
PPC	7	7
ESB	11	12
Sibelga	12	13
Východoslovenská	13	11
Enel Distribuzione	10	10

**Quadro 4-13 - Ranking de eficiência considerando o comprimento da rede**

	Comprimento rede
NEDL	8
SP Distribution	2
East	7
Endesa	9
South East	1
EDP	3
PPC	4
ESB	5
Sibelga	11
Východoslovenská	10
Enel Distribuzione	6

Existem fatores exógenos, designadamente a densidade populacional das áreas concessionadas ou ainda a tipologia do terreno ou o peso dos grandes consumidores que poderão explicar parte do desempenho. Infelizmente, estes dados não estão disponíveis para a maioria das empresas que constituem a amostra. No que diz respeito à densidade, pode-se contudo separar os casos das empresas inglesas, italiana e principalmente belga que operam em áreas mais densamente povoadas, do que a empresa portuguesa, grega ou ainda do que a empresa espanhola Endesa.

A consideração dos clientes e do comprimento das redes no modelo 2, é uma forma de considerar este efeito, pese embora o comprimento de rede ao contrário dos restantes dois *inputs* não ser totalmente independente das decisões da empresa, porque a mesma pode otimizar o desenho da sua rede.

#### 4.3.5 PRINCIPAIS CONCLUSÕES

Os estudos referidos apresentam resultados bastante diferentes, em grande parte devido aos pressupostos e à forma como foram realizados.

A análise da EDP compara unidades de negócio da mesma empresa, considerando os dados referentes a estas unidades em momentos diferentes como sendo observações independentes. Deste modo, o estudo pôde contar com 74 observações. Porém, esta abordagem enviesada fortemente os resultados, dando uma indicação da aproximação do nível de eficiência das diferentes unidades de negócio da EDP distribuição entre si, mas não dando qualquer indicação quanto à evolução do nível de eficiência do conjunto da empresa. A EDP Distribuição define então o nível médio de eficiência, tendo por referência as suas unidades de negócio mais eficientes, isto é, comparando-se consigo própria.

Deste modo, observa-se naturalmente uma tendência de aproximação do nível médio da eficiência da EDP Distribuição para o nível de eficiência máximo relativo a 2010, tendo em conta que, face à evolução da produtividade ocorrida, as observações relativas a 2010 definem a fronteira de eficiência ou encontram-se próximas da mesma. Por exemplo, a unidade de negócio mais eficiente em 2003 será menos eficiente, comparativamente com a mesma unidade em 2010, na percentagem ditada pela evolução da produtividade desta unidade. Este grau de ineficiência corresponderá ao grau de ineficiência face à fronteira eficiente, desde que a unidade mais eficiente em 2003 tenha mantido a sua posição relativa até 2010. Assim, observa-se sempre uma melhoria do nível médio de eficiência em termos anuais, mesmo para níveis baixos de ganhos de produtividade.

Num cenário extremo, com esta abordagem poder-se-ia concluir pela existência de ganhos de eficiência quando, na realidade, apenas se verificou uma aproximação entre o nível de eficiência das unidades de negócio, tanto por estagnação ou menor crescimento da eficiência das unidades com melhor desempenho, como devido ao aumento da eficiência das unidades inicialmente menos bem colocadas.

No que diz respeito ao estudo apresentado pelo regulador checo, realce-se que os resultados do mesmo para a eficiência da EDP Distribuição com recurso a metodologias paramétricas e não paramétricas são muito semelhantes. Isto verifica-se para uma amostra relativamente ampla. Porém, os valores obtidos apontam para um diferencial de eficiência de tal modo elevado, acima de 50%, que obriga a interpretá-los com moderação. Refira-se que tal procedimento é aconselhado em muitos trabalhos académicos. Assim, poder-se-ia apontar o fato do estudo não ter incorporado um conjunto de fatores exógenos, tais

como a maturidade das empresas<sup>42</sup> a densidade populacional das áreas de concessão e a tipologia. Estes fatores são independentes da atuação das empresas, mas condicionam as suas atividades, diferindo de empresa para empresa, refletindo-se nos níveis de custos respetivos de uma forma diferenciada. Os fatores exógenos podem ser subdivididos em sistémicos, por fazerem parte integrante das características das atividades das empresas (densidade populacional, tecido industrial, relevo, clima, etc.) ou fortuitos (fenómenos climatéricos, acidentes, choques macroeconómicos, entre outros) pelo seu carácter excecional e esporádico. Assim, uma vez definido o nível de custos eficiente para um determinado nível de *outputs*, e a consequente distância entre este nível e o nível de custos de cada empresa, importaria averiguar se esta distância se deve exclusivamente à atuação da empresa ou se também decorre de fatores que lhe são independentes. Porém, com os dados à disposição no caso presente este exercício é de difícil execução.

Deste modo, a ERSE contrapôs à análise do regulador checo uma outra análise, igualmente com empresas do sector elétrico europeu, mas desta vez para uma amostra mais pequena. Nesse exercício, os resultados obtidos não permitem apontar para a existência de um diferencial tão elevado entre o nível de eficiência da EDP Distribuição e a fronteira eficiente. Pese embora se concordar com o regulador checo quanto ao enviesamento decorrente da consideração de rendimentos variáveis à escala numa amostra pequena, não se pode deixar de referir que os resultados obtidos variam substancialmente se forem considerados rendimentos à escala constante ou variáveis.

Neste contexto, reinterpretaram-se os resultados obtidos no estudo efetuado pela ERSE, à luz da evolução do nível de eficiência apresentado pela EDP Distribuição até à data, e evidenciado no ponto 4.2. Assim, o modelo considerado mais fiável pela ERSE aponta para um desnível de eficiência de cerca de 20%, tendo por base o ano de 2009. A recuperação deste desnível no período que permeia até 2014 subentenderia uma meta de eficiência anual implícita de 3,7%, muito próximo do valor aplicado no anterior período regulatório, a qual não impediu a aproximação da empresa à base de custos da ERSE.

#### 4.4 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS

As análises efetuadas nos pontos anteriores visaram clarificar as tomadas de decisão necessárias à definição dos parâmetros para a aplicação da metodologia do *price cap*, designadamente dando o apoio necessário à definição dos seguintes parâmetros:

- Base de custos.
- Indutores de custos.

---

<sup>42</sup> Registe-se, por exemplo, que as empresas portuguesas de gás natural apresentarem na sua generalidade melhores resultados do que a EDP, ao que não estará alheio o fato de serem empresas muito mais recentes.

- Metas de eficiência.

#### 4.4.1 BASE DE CUSTOS E INDUTORES DE CUSTOS

##### **BASE DE CUSTOS**

A definição da base de custos insere dois processos que se complementam. Por um lado, procura avaliar o desempenho da empresa ao longo do anterior período regulatório face às metas propostas. Por outro lado, e após a avaliação feita aos ganhos de eficiência alcançados pela empresa, pretende facultar um ponto de partida racional para a obtenção de maiores ganhos em linha com o potencial existente.

Neste quadro metodológico, a base de custos considerada resulta da média dos custos reais de dois anos, de forma a anular possíveis efeitos extraordinários na evolução dos custos. Os anos considerados foram os anos de 2009 e 2010, por corresponderem aos anos com o nível de custos mais baixo da atividade de Distribuição de energia elétrica desde o início da regulação, sendo igualmente os dois últimos anos com contas fechadas e auditadas. Na transposição da média de custos do biénio 2009-2010 para 2012 incorporaram-se ganhos de eficiência iguais aos definidos para o período regulatório 2012-2014.

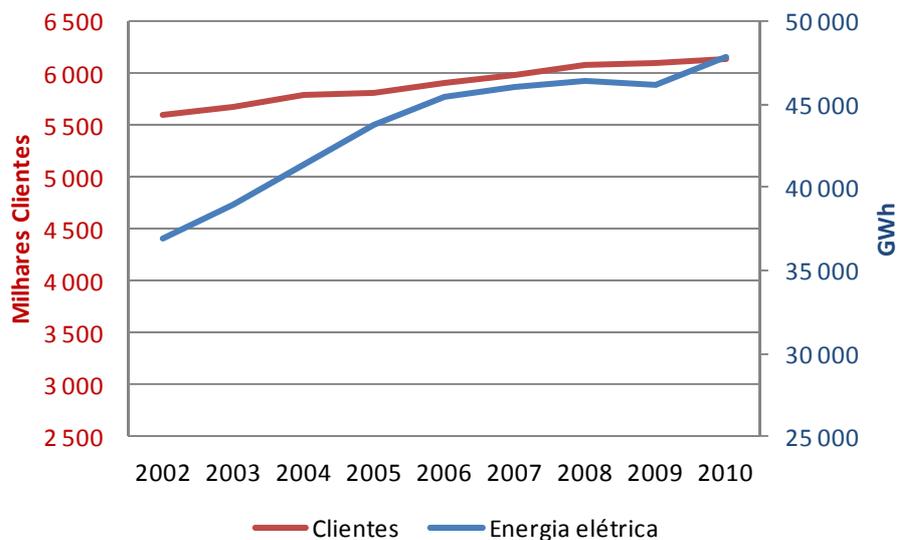
O valor assim obtido está em linha com os custos ocorridos em 2009, como mostra a Figura 4-21.

##### **INDUTOR DE CUSTOS**

Desde o início da regulação, a atividade de Distribuição de energia elétrica tem sido regulada por *price-cap*, sendo que a componente de custos variável evolui com base na energia distribuída prevista para o ano de tarifas (sendo ajustada com base no volume de energia real ao fim de dois anos). Desta forma, se toda a receita depender da energia, o risco decorrente da volatilidade do consumo de energia é passado para a empresa.

Como se observa, a evolução da energia tem um carácter mais volátil do que o número de clientes.

Figura 4-20 - Evolução do n.º de clientes e da energia elétrica distribuída



A consideração ou não da energia elétrica distribuída como indutor de custos tem como efeito imediato a transferência ou não do risco da evolução da atividade para os consumidores ou para a EDP Distribuição. O risco é menor para a empresa do que para os consumidores num cenário de decréscimo de custos, tal como o observado até à data, porque o impacto da volatilidade da energia não é simétrico:

- Quando toda a volatilidade é transmitida para a empresa e o proveito por energia distribuída pago pelo consumidor se mantém estável, os proveitos permitidos às empresas variam diretamente com a energia distribuída do seguinte modo:
  - Se o volume de energia aumenta, os proveitos permitidos sobem, quando na realidade os custos podem nem ter diminuído.
  - Se o volume de energia diminui, os proveitos permitidos descem, provavelmente ainda mais do que o decréscimo da base de custos.
- Quando toda a volatilidade é transmitida para os consumidores e os proveitos permitidos às empresas não variam diretamente com a energia distribuída, apesar dos seus custos poderem ter variado, o proveito por energia distribuída ao consumidor varia do seguinte modo:
  - Se o volume de energia aumenta, o proveito por energia distribuída ao consumidor diminui.
  - Se volume de energia diminui, o proveito por energia distribuída ao consumidor aumenta.

Como a diminuição dos custos controláveis está dependente das opções de gestão da empresa, o risco associado à evolução do consumo de energia é maior para o consumidor do que para a EDP Distribuição. Deste modo, a manutenção da energia elétrica como indutor de custo tem a vantagem de anular os efeitos tarifários decorrentes da volatilidade da procura, o que justifica a sua manutenção como indutor.

Porém, existem outros indutores de custos cuja consideração é igualmente relevante.

Na análise efetuada pela ERSE, designadamente no estudo de *benchmarking*, depreende-se que o comprimento da rede é uma variável explicativa do nível de custos, por reproduzir, indiretamente, algumas das condições em que a empresa opera, em particular a densidade populacional da área de concessão. Porém, esta variável não é imune às decisões das empresas e está fortemente dependente de níveis de dados consistentes, designadamente em BT.

Após a ponderação dos fatores expostos, concluiu-se que considerar apenas a energia como indutor de custo transfere demasiado risco tarifário para a empresa, face à volatilidade do volume de energia distribuída e o fraco sinal regulatório para a redução dos custos. Porém, o suprimento deste indutor teria a desvantagem de transferir demasiado risco para os consumidores. Por outro lado, o indutor clientes tem a vantagem de ser mais estável, permitindo um sinal regulatório para a redução dos custos mais evidente. Acresce que na consulta à literatura científica, concluiu-se que os indutores de custos usados na maioria das situações são o número de clientes ou os pontos de entrega conjuntamente com a energia elétrica distribuída, apesar destas duas variáveis estarem bastante correlacionadas.

Finalmente, não se pode deixar de considerar a energia injetada na rede de distribuição, designadamente, a produção em regime especial, pelos impactes não despreciables nos custos da empresa. A produção em regime especial alcançou no final de 2010 cerca de 6000 MW de potência instalada, dos quais 16% estão ligados na rede de transporte em MAT e os restantes 84% estão ligados à rede de distribuição, maioritariamente em AT e MT (63%) sendo as ligações em BT, essencialmente microprodutores, menos expressivas (21%).

O impacto desta produção distribuída nas redes é determinado essencialmente pela relação entre a sua potência instalada e a capacidade da rede, pelo grau de intermitência e forma de ligação à rede (eletrónica de potência ou máquina síncrona), normalmente associada à tecnologia de produção, e pelas características da própria rede (aérea, subterrânea, configuração de rede e de proteções). As consequências usuais são a necessidade de alterações na filosofia de condução da rede, problemas na qualidade de onda de tensão que requerem instalação de equipamento complementar, alterações de correntes de curto-circuito e de fluxos na rede, que muitas vezes requerem adaptação das proteções.

Neste contexto, a ERSE considera que um *driver* de custos do OPEX associado à energia injetada nas redes de distribuição é adequado ao elevado nível de potência ligada à rede de distribuição e à necessidade de adaptação do ORD. Na determinação dos parâmetros respeitantes a este *driver* não são considerados os custos de investimento diretamente relacionados com a ligação de produção distribuída.

Face ao exposto, os indutores de custos, bem como os seus respetivos pesos na base de custos são:

- Clientes: 30%. Esta variável é menos volátil do que a energia o que permite um sinal regulatório para redução dos custos mais evidente.

- Energia injetada<sup>43</sup>: 10%. Esta variável é cada vez mais um fator gerador de custos para o sistema.
- Energia distribuída: 40%. Esta variável permite equilibrar o risco regulatório entre empresa e consumidor.
- Componente fixa: 20%.

#### **METAS DE EFICIÊNCIA**

A ERSE comparou 2 estudos de *benchmarking* sobre eficiência: um no âmbito do CEER realizado por iniciativa do regulador checo e o outro realizado pela EDP Distribuição, os quais apresentam resultados opostos, em grande parte devido aos pressupostos e à forma como foram realizados.

O estudo da EDP Distribuição compara a empresa no seu todo, com os seus centros de custos e conclui, com base em métodos paramétricos (DEA) e não paramétricos (SFA), que os ganhos potenciais de eficiência são quase nulos.

O estudo do regulador checo é um estudo a nível europeu com cerca de 40 distribuidores, sendo que os resultados obtidos, tanto com base no DEA ou no método não paramétrico COLS apontam para ganhos de eficiência potências acima de 50%.

Ao comparar-se consigo própria, os resultados da análise da EDP estão à partida enviesados. No que diz respeito ao estudo apresentado pelo regulador checo, os valores obtidos apontam para um diferencial de eficiência de tal modo elevado, que obriga a interpretar com cuidado os resultados, designadamente à luz de fatores relacionados com as condições externas de operação.

Deste modo, a ERSE contrapõe às análises efetuadas outra análise, com empresas do sector elétrico europeu, tendo por base uma amostra comparativamente mais pequena do que a utilizada pelo regulador checo.

Nesse exercício, os resultados obtidos não permitem apontar para a existência de um diferencial tão elevado entre o nível de eficiência da EDP Distribuição e a fronteira eficiente.

Neste contexto, reinterpretaram-se os resultados obtidos no estudo efetuado pela ERSE, à luz da evolução do nível de eficiência apresentado pela EDP Distribuição até à data, e evidenciado no ponto 4.2. Assim, o modelo considerado mais fiável pela ERSE aponta para um desnível de eficiência de cerca de 20%, tendo por base o ano de 2009. A recuperação deste desnível no período que permeia até 2014

---

<sup>43</sup> Este indutor é apenas considerado a partir de 2013. Nesse ano, o valor deste parâmetro será definido diminuindo a componente fixa por forma a representar 5% dos custos controláveis. Este valor evolui para 2014 com meta de eficiência.

subentenderia uma meta de eficiência anual implícita de 3,7%, muito próximo do valor aplicado no anterior período regulatório, a qual não impediu a aproximação da empresa da base de custos da ERSE.

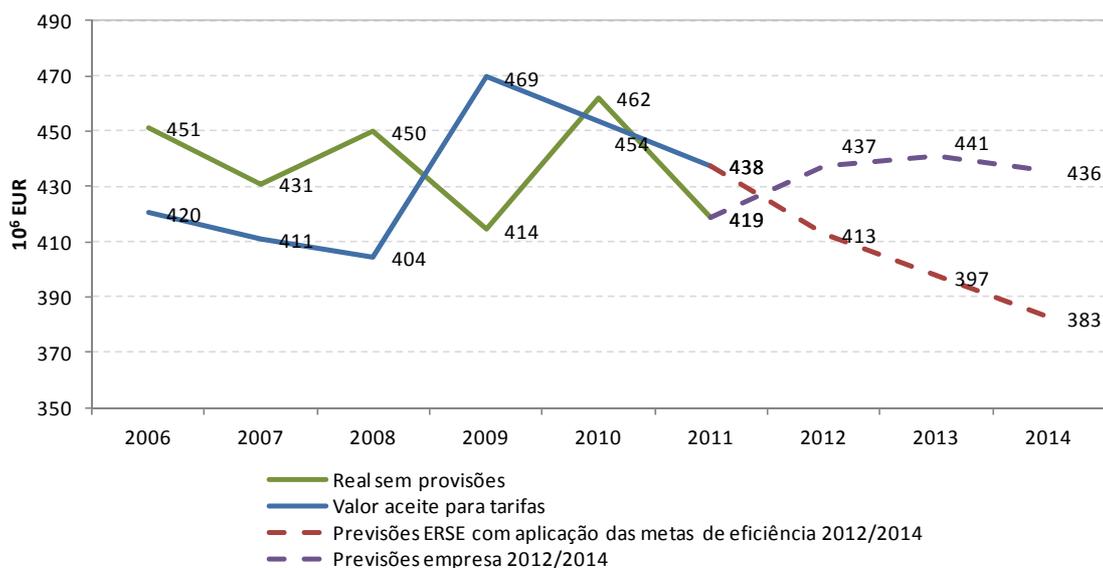
Considera-se então adequado manterem-se as metas de eficiência definidas no anterior período para o novo período, do seguinte modo:

- A base de custos de 2012 tem uma eficiência implícita de 3,5% ao ano, a contar a partir de 2010.
- A meta de eficiência a aplicar a partir de 2013 é de 3,5% ao ano.
- Este último valor é aplicado a todos os parâmetros X referidos no n.º 2 do artigo 85.º do Regulamento Tarifário, exceto os relacionados com a rede inteligente.

A figura seguinte ilustra o resultado da aplicação das metas definidas.

**Figura 4-21 - Evolução dos custos de exploração da atividade de distribuição de energia elétrica**

(preços constantes de 2011)



No quadro seguinte apresentam-se os parâmetros para o período de regulação 2012-2014.

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2012 A 2014

Quadro 4-14 - Parâmetros para o período de regulação 2012-2014

Unid: 10<sup>6</sup>EUR

	2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014
	Total			AT/MT			BT		
Componente fixa	125	123	119	50	49	48	75	74	72
Energia distribuída (GWh)	47 271	47 377	47 864	47 271	47 377	47 864	24 959	24 959	24 959
Custo unitário por energia distribuída (€/MWh)	3,54	3,45	3,37	1,41	1,38	1,35	4,02	3,93	3,84
Energia injetada na rede de distribuição por PRE (GWh)	15 817	17 067	18 082	15 767	16 894	17 809	50	173	272
Custo unitário por energia injetada por PRE(€/MWh)	0,00	n.d.	n.d.	0,00	n.d.	n.d.	0,00	n.d.	n.d.
Número de consumidores	6 156 753	6 175 267	6 202 034	23 787	23 974	24 204	6 132 966	6 151 293	6 177 830
Custo unitário por energia distribuída (€/cliente)	20,36	19,89	19,43	2105,14	2056,72	2011,48	12,28	12,00	11,72
Fator de eficiência ERSE 2012-2014									
Componente fixa		-3,5%	-3,5%		-3,5%	-3,5%		-3,5%	-3,5%
Energia distribuída		-3,5%	-3,5%		-3,5%	-3,5%		-3,5%	-3,5%
Energia injetada na rede de distribuição		-3,5%	-3,5%		-3,5%	-3,5%		-3,5%	-3,5%
Número de consumidores		-3,5%	-3,5%		-3,5%	-3,5%		-3,5%	-3,5%
Rede inteligente		-0,1%	-0,1%		-0,1%	-0,1%		-0,1%	-0,1%
Taxa de inflação	1,4%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,3%	1,4%	1,3%	1,3%
Base custos (10 <sup>6</sup> Euros)	418	409	401	167	164	161	251	245	240

Nota: A repartição do peso de cada indutor é efetuada por nível de tensão

#### LIMITAÇÃO AO INVESTIMENTO EXCESSIVO

Uma das principais alterações do período regulatório 2012-2014, face ao anterior período regulatório, foi a limitação da aplicação da metodologia do *price cap* ao OPEX, não englobando os custos com o capital, isto é o CAPEX, no *price cap*. Esta opção permitiu diminuir fortemente o risco da empresa, tendo em conta que os seus investimentos têm a sua remuneração garantida à taxa definida para o custo de oportunidade do capital.

Esta alteração acarreta, contudo, o risco da empresa poder realizar os seus investimentos por forma a aumentar as suas receitas e não de modo a responder à evolução da sua atividade, sendo este efeito sido identificado em 1962 por Harvey Averch e Leland Johnson. Este risco aumenta sempre que a taxa de remuneração dos ativos é superior ao custo de oportunidade/custo de capital da empresa. Em situações de grande volatilidade nos mercados financeiros, como a vivida atualmente, esta possibilidade não é despiciente.

Para anular este risco, optou-se por vincular a empresa ao nível de investimentos que a mesma se propôs efetuar no início do período regulatório, que por sua vez deverá igualmente refletir a evolução da atividade. No caso presente, este nível de investimentos deverá refletir o estabelecido no PDIRD em vigor.

Caso o investimento ocorrido seja maior do que o inicialmente previsto para o período regulatório, a remuneração aplicada ao investimento em excesso não justificado, será inferior ao custo de capital. Definiu-se como nível de investimento excessivo, o montante de investimento que exceda em 25% o investimento proposto pela empresa para o período regulatório. Este investimento será remunerado a uma taxa inferior em 1,5% à taxa aplicada ao restante ativo.

#### 4.4.2 INVESTIMENTOS EM REDES INOVADORAS

Os desenvolvimentos que se esperam para as “*smart grids*” e para outras tecnologias inovadoras aplicáveis à distribuição de energia elétrica nos próximos anos e os consequentes potenciais benefícios para o operador da rede de distribuição e para os consumidores, levaram a que a ERSE introduzisse, no período de regulação 2012-2014, um incentivo ao investimento em redes consideradas inovadoras, diferenciando-as assim face aos restantes investimentos em infraestruturas de distribuição de energia elétrica.

Os dados relativos aos investimentos inovadores serão detalhados no modelo de reporte de informação financeira à ERSE, devendo os pressupostos subjacentes à classificação de investimentos inovadores ser devidamente justificados e analisados pela ERSE.

No cálculo dos proveitos permitidos, a estes investimentos é atribuído um prémio de risco a acrescer à taxa de remuneração dos ativos, o qual se manterá durante o período de maturação. Este prémio de risco visa compensar o risco tecnológico, designadamente a necessidade de abates de equipamentos e a consequente substituição dos mesmos, a ser suportado pelo Operador da Rede de Distribuição.

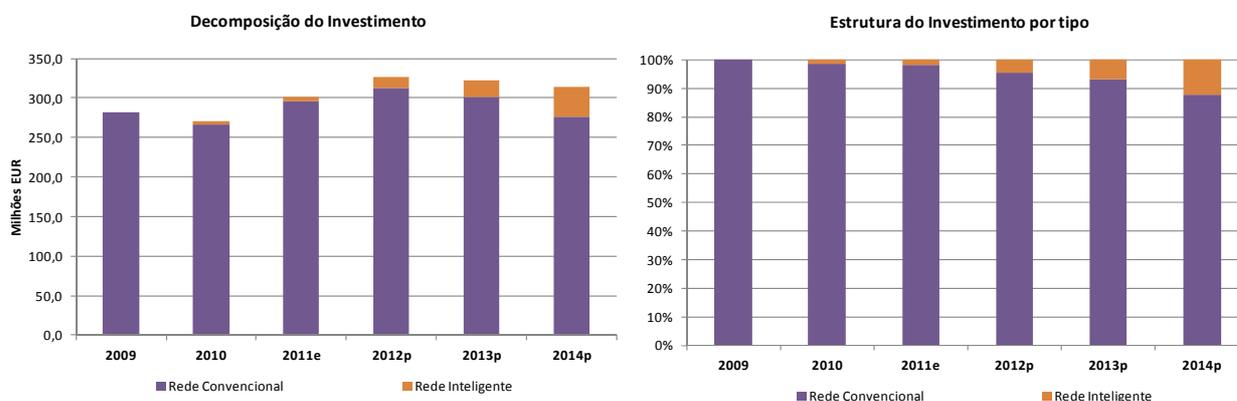
O prémio determinado pela ERSE para este incentivo é de 1,5%.

Os ganhos de eficiência que se esperam alcançar por via dos investimentos inovadores nos custos de exploração são resultantes de uma maior automatização de processos e de uma melhor afetação de recursos e auxílio à tomada de decisão do ORD. Estes ganhos deverão ser partilhados com os consumidores, motivo pelo qual foi introduzido um fator X adicional no cálculo dos custos de exploração aceites.

Este fator X foi definido tendo em conta a integração dos investimentos com recurso a tecnologias inovadoras no conjunto dos ativos, sendo nulo para o ano de 2012 e igual a 0,1% em 2013 e 2014.

Importa referir que a nova metodologia não altera a posição da ERSE no que diz respeito à aceitação de equipamentos de medição instalados em consumidores para efeitos de proveitos, devendo portanto existir, sempre que necessário, mecanismos de desagregação de custos relacionados com a função de medição, os quais não serão aceites para efeitos de regulação nos termos da legislação em vigor.

**Figura 4-22 - Evolução dos investimentos em redes inteligentes**



Fonte: EDP

## 4.5 INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### 4.5.1 MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

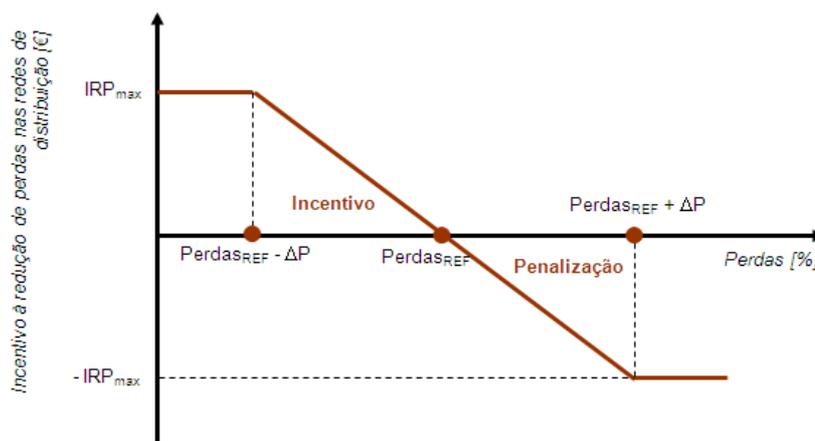
O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da rede de distribuição em AT e MT em Portugal continental relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, outros projetos de investimento adicionais aos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos.

Assim, este mecanismo permite ao operador da rede de distribuição em AT e MT em Portugal continental ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

#### MECANISMO APLICADO DURANTE O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período regulatório 2009-2011 baseava-se numa aplicação simétrica em função da diferença entre o valor real de perdas e o valor das perdas de referência, limitado em ambos os extremos, conforme ilustrado na Figura 4-23.

**Figura 4-23 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas na rede de distribuição entre 2009-2011**



Para aplicação do mecanismo são determinados os seguintes parâmetros:

- Valor das perdas de referência,  $Perdas_{REF}$ .

- Parâmetro de valorização unitária das perdas,  $V_p$ .
- Variação máxima ( $\Delta P$ ), para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite também válido em caso de penalização).
- Valor máximo do prêmio a atribuir ( $IRP_{MAX}$ ) como incentivo à redução de perdas (limite também válido em caso de penalização).

No início do período regulatório 2009-2011, definiu-se o valor das perdas de referência para cada um dos 3 anos do período de acordo com o Quadro 4-15.

**Quadro 4-15 - Valores de perdas de referência do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição**

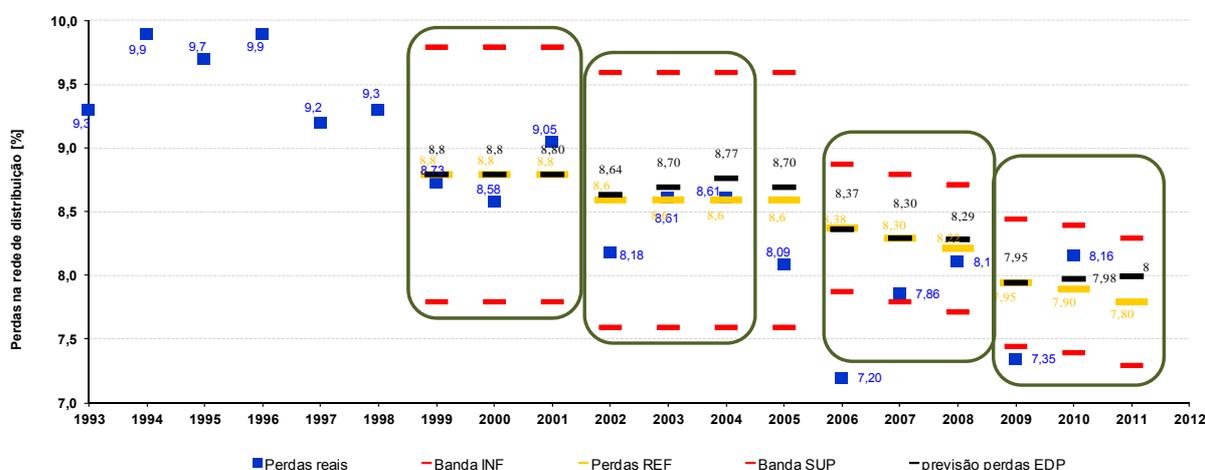
	2009	2010	2011
Valor das perdas de referência ( $Perdas_{REF}$ )	7,95%	7,90%	7,80%

Foi também estabelecido o valor de 0,5 pontos percentuais, em relação ao valor de referência de cada ano, como limite do mecanismo de incentivo ( $\Delta P$ ).

#### 4.5.2 EVOLUÇÃO DAS PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída da rede de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em MAT. A Figura 4-24 apresenta a evolução das perdas na rede de distribuição, verificadas entre 1999 e 2010, no seu referencial da saída.

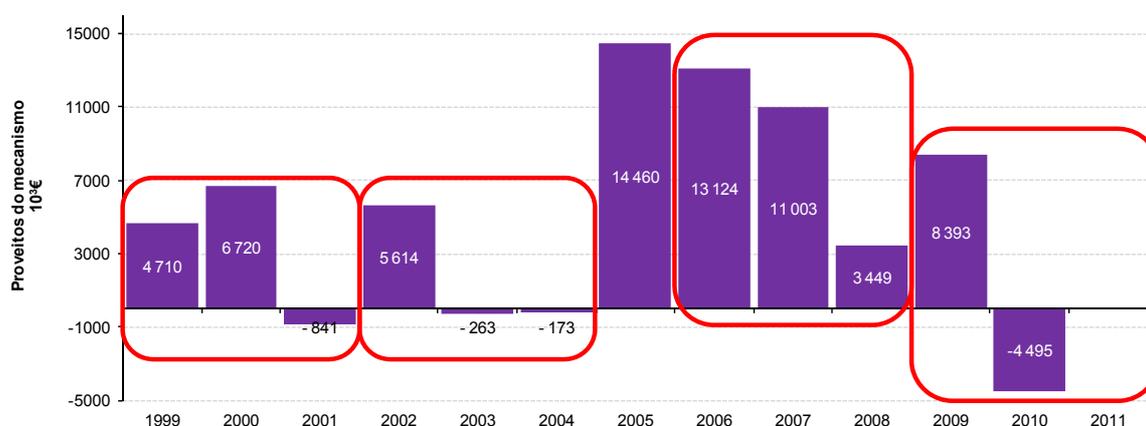
**Figura 4-24 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial da saída**



### 4.5.3 EVOLUÇÃO DA VALORIZAÇÃO DAS PERDAS

A figura seguinte apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do Mecanismo de Incentivo à Redução das Perdas na Rede de Distribuição desde 1999, sendo de realçar que em 2010 há lugar a uma penalização pelo facto do valor de perdas ocorrido ser superior ao valor de referência.

**Figura 4-25 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição**



Fonte: ERSE

O Quadro 4-16 apresenta a variação de perdas ocorrida em 2009 e 2010 face aos valores de referência, bem como os valores a receber pela empresa, resultantes da aplicação do parâmetro de valorização das perdas ( $V_p$ ), fixado pela ERSE.

**Quadro 4-16 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição nos dois primeiros anos do período regulatório de 2009-2011**

		2009	2010
Valor das perdas de referência	(%)	7,95	7,98
Valor real das perdas	(%)	7,35	8,16
Redução verificada	p.p.	0,60	-0,26
Redução máxima aceite	p.p.	0,50	-0,50
Valorização Perdas $V_p$	(€/MWh)	37,63	37,33
Energia fornecida (TWh)	(TWh)	44,605	46,312
Valor a receber pela empresa	(10 <sup>6</sup> €)	8,392	-4,495

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2010 foi utilizada a média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário, que resultou no valor de 37,33 €/MWh. Esta valorização aplicada à diferença entre as perdas verificadas e o valor das perdas de referência resulta, se positiva, num prémio

para o operador da rede de distribuição e, se negativa, numa penalização. Uma vez que a diferença real foi de -0,26 pp, o valor da penalização foi de 4,495 milhões de euros.

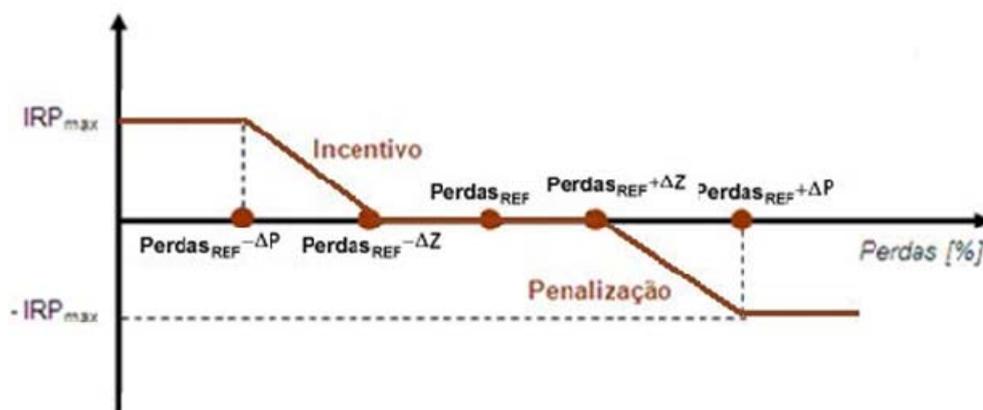
#### 4.5.4 MECANISMO EM VIGOR PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO DE 2012-2014

Na revisão regulamentar de 2011, após consulta pública, a ERSE aperfeiçoou o mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, introduzindo uma banda morta em torno do valor de referência das perdas, conforme ilustrado na Figura 4-26, tendo em consideração os seguintes parâmetros:

- Valor das perdas de referência,  $Perdas_{REF}$ .
- Parâmetro de valorização unitária das perdas,  $V_p$ .
- Variação máxima ( $\Delta P$ ), para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite também válido em caso de penalização).
- Variação da banda morta ( $\Delta Z$ ), dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas (limite também válido em caso de penalização).
- Valor máximo do prémio a atribuir ( $IRP_{MAX}$ ) como incentivo à redução de perdas (limite também válido em caso de penalização).

Esta alteração ao mecanismo, introduzindo a referida banda morta, pretende atenuar as consequências de pequenas variações que venham a ocorrer nas perdas reais em torno do valor de perdas de referência que venha a ser estabelecido pela ERSE, resultando quer de desvios face ao previsto pela empresa, quer da energia distribuída, quer da produção, nomeadamente da produção distribuída de origem renovável.

Figura 4-26 - Atual mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



#### 4.5.5 PARÂMETROS DO INCENTIVO PARA O PERÍODO REGULATÓRIO DE 2012-2014

Para determinação dos valores dos parâmetros afetos ao mecanismo a vigorar no período regulatório 2012-2014, a ERSE teve em consideração o seguinte:

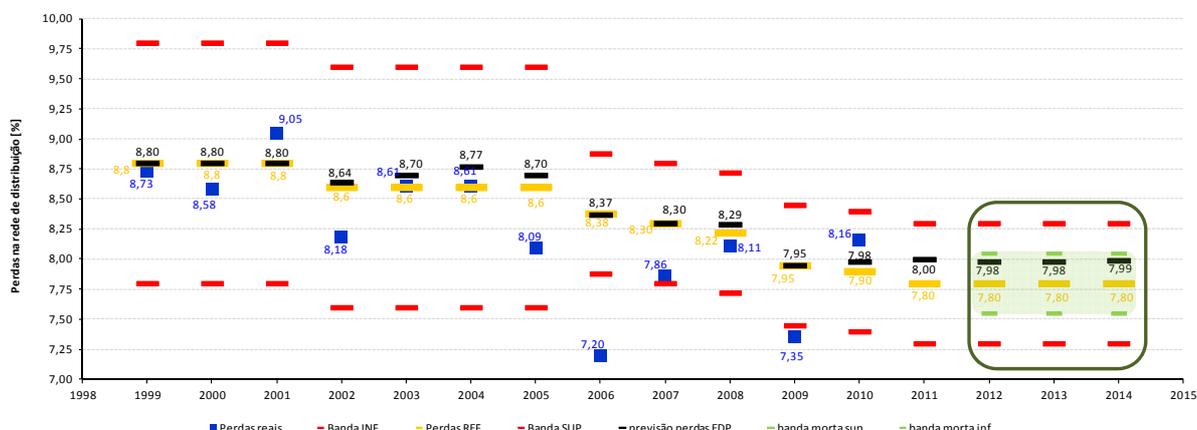
- os comentários do operador da rede de distribuição, resultantes do processo de consulta pública à revisão regulamentar, onde sublinhava a dificuldade em implementar medidas que permitam acompanhar a descida do valor de referência das perdas face à crescente penetração de energia produzida com base em fontes de energia renovável;
- os estudos internacionais efetuados no âmbito do impacto da produção distribuída, designadamente a comparação entre os níveis de perdas nas rede de distribuição em diversos países europeus;
- o plano de implementação de equipamentos de medição nas fronteiras entre os diferentes níveis de tensão, nomeadamente nas saídas de iluminação pública e nos postos de transformação, com vista a um apuramento mais exato do valor de perdas na rede de distribuição.

Neste sentido, a ERSE decidiu para o período regulatório de 2012-2014:

- Fixar o valor das perdas de referência no mesmo valor em vigor em 2011.
- Manter inalterado o valor de referência das perdas para todo o período regulatório 2012-2014.
- Manter inalterado o valor de variação máxima ( $\Delta P$ ), para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas.
- Fixar o valor de variação da banda morta ( $\Delta Z$ ) igual a metade do valor de variação máxima ( $\Delta P$ ).

A Figura 4-27 ilustra a evolução dos parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, destacando-se os parâmetros em vigor para o período regulatório de 2012-2014.

**Figura 4-27 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação de 2012-2014**



O Quadro 4-17 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2012-2014.

**Quadro 4-17 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação de 2012-2014**

	2012	2013	2014
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Varição máxima aceite ( $\Delta P$ )	0,50	0,50	0,50
Varição máxima da banda morta ( $\Delta Z$ )	0,25	0,25	0,25

O parâmetro de valorização unitária das perdas,  $V_p$ , será aprovado pela ERSE após proposta anual do operador da rede de distribuição.

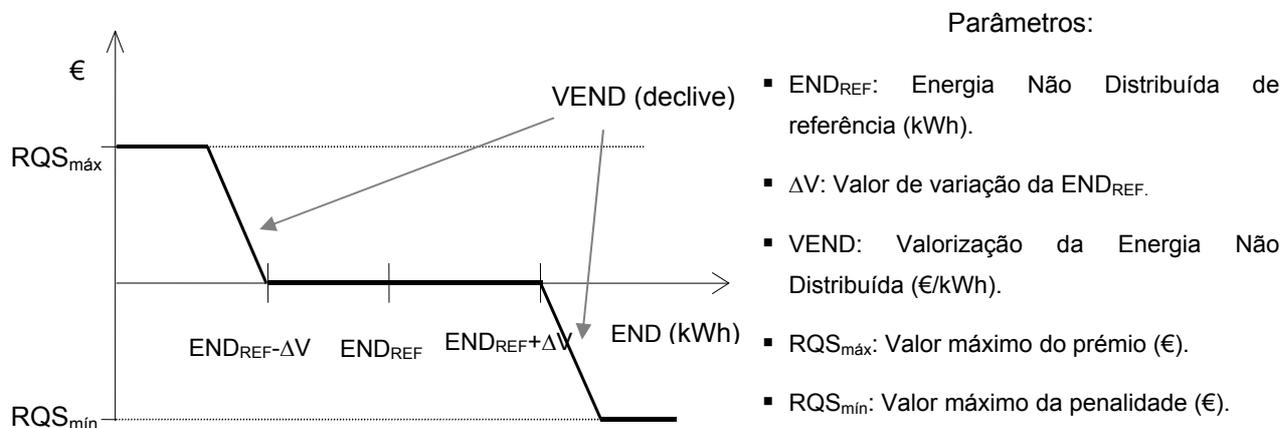
## 4.6 PARÂMETROS DO MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO PARA O PERÍODO REGULATÓRIO DE 2012 - 2014

### BREVE DESCRIÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

No âmbito das alterações aos regulamentos do sector eléctrico de 2001 foi introduzido um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço que afeta os proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em função do nível de continuidade de serviço verificado nas redes de Média Tensão (MT).

A Figura 4-28 apresenta graficamente o modelo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que tem vindo a ser aplicado desde 2003.

**Figura 4-28 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço**



A figura anterior traduz o modo de actuação do mecanismo:

- Para valores de END dentro do intervalo  $[END_{REF}-\Delta V, END_{REF}+\Delta V]$  o valor do incentivo é nulo, i.e., a parcela de ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica não é afetada.
- Para valores de END inferiores a  $END_{REF}-\Delta V$ , o incentivo assume valores positivos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica afetado até ao valor limite de  $RQS_{máx}$ , correspondendo a um aumento do valor dos proveitos permitidos.
- Para valores de END superiores a  $END_{REF}+\Delta V$ , o incentivo assume valores negativos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica afetado até ao valor limite de  $RQS_{mín}$ , correspondendo a uma diminuição nos proveitos permitidos.

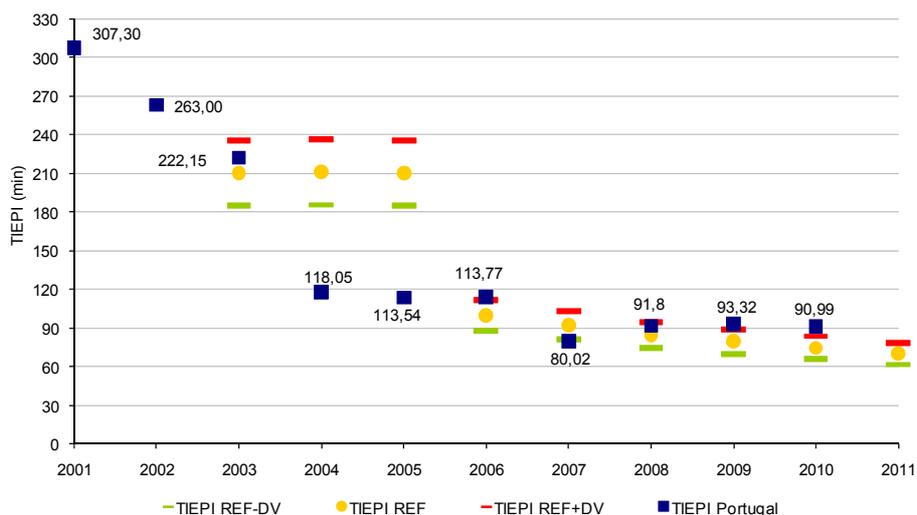
Para um dado ano, e uma vez fixados os parâmetros do mecanismo, o valor do incentivo depende do valor da END registado no ano em causa.

É importante referir que, para o cálculo do valor da END, se consideram as interrupções acidentais, excluindo-se as interrupções consideradas no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) como estando fora da responsabilidade do operador da rede, tais como as devidas a casos fortuitos ou de força maior.

**RESULTADOS OBTIDOS**

A Figura 4-29 apresenta a evolução do indicador TIEPI<sup>44</sup> e o seu enquadramento nos limites definidos pelo incentivo à melhoria da qualidade de serviço quando transpostos para este indicador, que pode ser encarado como uma imagem da END.

**Figura 4-29 - Valores de TIEPI em Portugal**

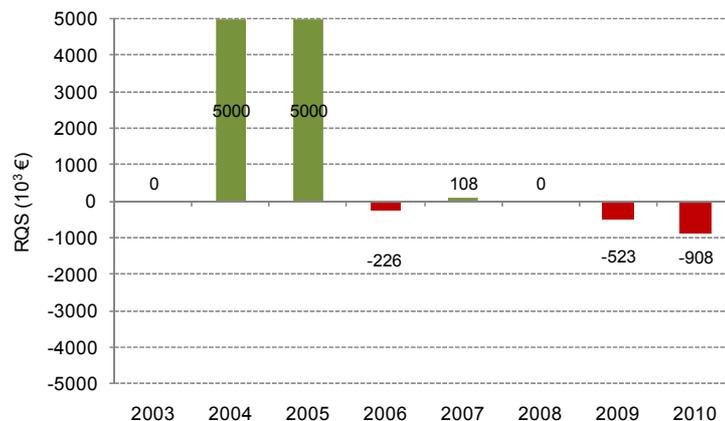


Fonte: EDP Distribuição, <https://oficinavirtual.mityc.es/eee/Conexion/SubMenu.aspx?loc=19>

Aos valores anuais de TIEPI superiores a  $TIEPI_{REF} + \Delta V$  (desempenho inferior ao de referência) correspondeu uma diminuição dos proveitos permitidos e aos valores anuais de TIEPI inferiores a  $TIEPI_{REF} - \Delta V$  (desempenho superior ao de referência) correspondeu um aumento desses proveitos permitidos, nos montantes indicados na Figura 4-30.

<sup>44</sup>  $TIEPI = (END/ED) * T$  sendo: END – Energia Não Distribuída ao longo do ano (MWh), ED – Energia Distribuída ao longo do ano (MWh), T – Número de horas do ano.

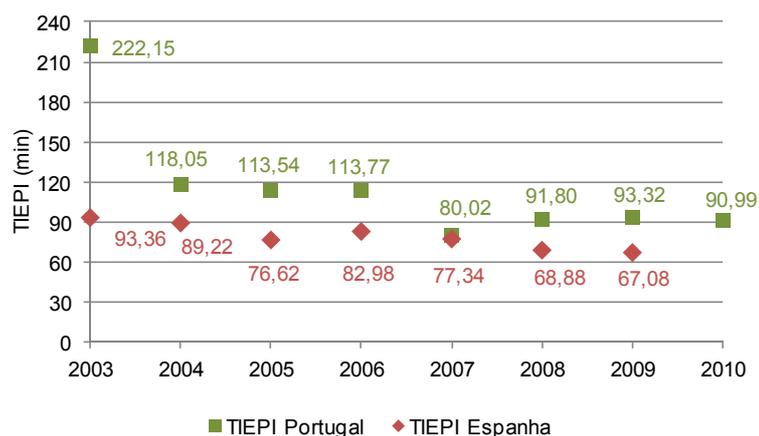
Figura 4-30 - Valores do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2010



Ao longo deste período verificou-se uma diminuição de 58% do valor de TIEPI, registando-se no entanto um aumento do valor deste indicador nos três últimos anos, que se refletiu no pagamento de penalidades. Na sua globalidade, os proveitos do operador foram alterados em, aproximadamente, 8,5 milhões euros, resultante de penalidades da ordem dos -1,7 milhões de euros e prémios de 10,1 milhões de euros.

Apesar da melhoria global dos níveis de continuidade de serviço verificada entre 2003 e 2007, o esforço de melhoria deverá ser mantido, já que o nível atingido ainda se encontra afastado dos valores equivalentes em Espanha, Figura 4-31, e do nível médio europeu.

Figura 4-31 - Evolução do TIEPI em Portugal e Espanha entre 2003 e 2010



Fonte: EDP Distribuição, <https://oficinavirtual.mityc.es/eee/Conexion/SubMenu.aspx?loc=19>

#### **APERFEIÇOAMENTO DO ATUAL MECANISMO DE INCENTIVO**

A ERSE tem vindo a alertar periodicamente que, para além da melhoria global necessária nos níveis de continuidade de serviço, é fundamental garantir que os clientes pior servidos beneficiam da evolução positiva global que tem ocorrido em Portugal.

Deste modo, no âmbito dos trabalhos de preparação para o novo período regulatório, a ERSE analisou esta questão em conjunto com o operador da rede de distribuição em AT/MT e decidiu por uma alteração do atual mecanismo de incentivo, introduzindo uma componente complementar à atual que incentive a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes atualmente pior servidos.

Tendo sido disponibilizados dados relativos a dois anos, concluiu-se que estes não eram suficientes para determinar tendências e que existia alguma volatilidade nas localizações com pior desempenho, o que levou a solicitar mais informação ao operador da rede. Com esta informação adicional pretende-se quantificar as assimetrias efetivamente existentes em matéria de continuidade de serviço entre diversas zonas da rede de distribuição em MT, e conhecer a sua evolução interanual, de modo a permitir escolher o indicador que melhor identifique os clientes pior servidos.

Até à aprovação do documento complementar previsto no n.º 3 do artigo 113.º do atual Regulamento Tarifário, aplica-se a forma de cálculo do valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que vigorou até à data da publicação deste regulamento.

#### **PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Esperando que no curto-prazo estejam reunidas as condições para apresentar a referida componente complementar de aperfeiçoamento do mecanismo de incentivo, a ERSE resolveu manter para os três anos do próximo período regulatório, 2012-2014, os parâmetros em vigor para o ano de 2011, sem prejuízo de que possam ser alterados logo que esteja aprovado o documento complementar previsto no n.º 3 do artigo 113.º do atual Regulamento Tarifário.

Os valores de  $END_{REF}$  definidos para o período de regulação de 2012-2014 são os apresentados no Quadro 4-18.

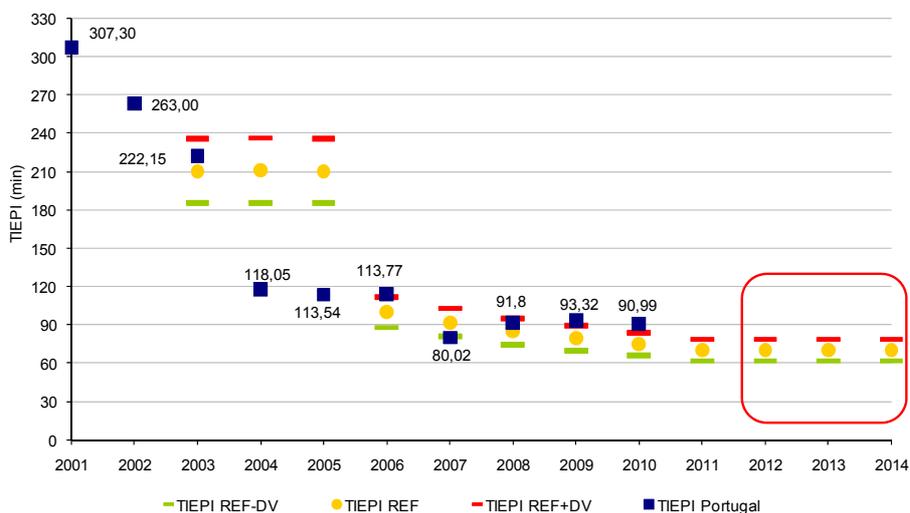
**Quadro 4-18 - Determinação dos valores de  $END_{REF}$  definidos para o período de regulação de 2012-2014**

Ano	T (min)	$TIEPI_{REF} - \Delta V_{TIEPI}$	$TIEPI_{REF}$	$TIEPI_{REF} + \Delta V_{TIEPI}$	$C = TIEPI_{REF} / T$	Parâmetro $END_{REF}$
2012	527040	61,78	$TIEPI_{REF\ 2012} = 70,21$	78,63	0,000133	$END_{REF2012} = 0,000133 \times ED$
2013	525600	61,78	$TIEPI_{REF\ 2013} = 70,21$	78,63	0,000134	$END_{REF2013} = 0,000134 \times ED$
2014	525600	61,78	$TIEPI_{REF\ 2014} = 70,21$	78,63	0,000134	$END_{REF2014} = 0,000134 \times ED$

Nota: Dado que de acordo com o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, a  $END_{REF}$  é definida como uma percentagem da ED,  $END_{REF} = C \times ED$ , e que o valor de END é determinado com base no valor do TIEPI e da ED,  $END = (TIEPI/T) \times ED$ , então o valor de referência do TIEPI determina-se da seguinte forma:  $TIEPI_{REF} = C \times T$ .

A Figura 4-32 permite visualizar a informação analisada para efeitos de estabelecimento dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

**Figura 4-32 - Valores de TIEPI para o período regulatório de 2001-2014**



No Quadro 4-19 são apresentados os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período de regulação de 2012-2014.

**Quadro 4-19 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período de regulação de 2012-2014**

Parâmetro	ERSE
$END_{REF\ 2012}$	$0,000133 \times ED$
$END_{REF\ 2013}$	$0,000134 \times ED$
$END_{REF\ 2014}$	$0,000134 \times ED$
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	1,5 €/kWh
$ RQS_{máx}  =  RQS_{mín} $	5 000 000 €

## 5 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

### 5.1 ENQUADRAMENTO

A atividade de Comercialização encontra-se juridicamente separada das atividades exercidas pela EDP Distribuição, estando a licença de comercializador de último recurso atribuída à EDP Serviço Universal, à qual compete o fornecimento e comercialização de energia elétrica aos consumidores do mercado regulado.

Desta forma, nesta empresa existem três atividades sujeitas a regulação:

- Compra e Venda de Energia Elétrica<sup>45</sup>
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e à Rede de Distribuição
- Comercialização de Último Recurso

A atividade de Comercialização, enquanto atividade inserida no âmbito da EDP Distribuição, era regulada por custos aceites e remuneração de ativos. Com a alteração estrutural ocorrida em 2007 e coincidindo com a mudança de período de regulação, esta atividade a partir de 2009 começou a ser regulada por *price-cap* acrescida da remuneração do fundo de maneo.

A atividade de Comercialização apresenta uma base de custos onde o recurso à subcontratação a empresas do grupo EDP assume um peso elevado, sendo de salientar os serviços prestados pela EDP Soluções Comerciais que atingem cerca de 85% no total da rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos.

Esta situação, associada à preparação de mais um período de regulação, onde a atividade de Comercialização de Último Recurso sofre alterações significativas (como é o caso do recente processo de extinção de tarifas), torna essencial a monitorização e avaliação por parte da ERSE da razoabilidade dos custos que são imputados àquela atividade, bem como salvaguardar a inexistência de subsídio entre atividades reguladas e em mercado.

O quadro seguinte apresenta a evolução do número de clientes no mercado livre e no mercado regulado.

---

<sup>45</sup> Com a alteração do Regulamento Tarifário em Agosto de 2011 esta atividade foi dividida em duas funções: função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes e função de compra e venda da PRE.

**Quadro 5-1 - Evolução do número de consumidores**

	Nº médio consumidores			
	2009	2010	2011E	T2012
<b>Consumidores CUR</b>	<b>5 866 614</b>	<b>5 817 240</b>	<b>5 780 638</b>	<b>5 485 105</b>
Tarifa transitória	50 759	41 566	27 418	14 161
TVCF	5 766 075	5 724 468	5 700 586	5 417 341
IP	49 780	51 206	52 634	53 603
<b>Consumidores mercado</b>	<b>237 381</b>	<b>317 187</b>	<b>368 500</b>	<b>671 706</b>
<b>Total</b>	<b>6 103 995</b>	<b>6 134 427</b>	<b>6 149 138</b>	<b>6 156 811</b>

Assim, no final de 2010 procedeu-se à contratação de um estudo, através de um protocolo assinado entre a ERSE, a EDP SU e a EDP SC, com a Deloitte com o objetivo de aferir o nível de preços dos serviços prestados pela EDP SC. O estudo contempla várias etapas:

- Avaliar o posicionamento dos custos da EDP SU no que respeita ao principais serviços contratados à EDP SC através de uma análise de *benchmarking*;
- Analisar de forma crítica a evolução dos custos da EDP SU, incluindo os critérios de imputação de custos por parte da EDP SC (análise ao período de 2005 a 2008);
- Definir a metodologia que permita aferir a adequabilidade dos critérios de imputação dos custos da EDP SC à EDP SU;
- Definir um novo modelo de reporte de informação a prestar à ERSE pela EDP SU.

Na prática o estudo incidiu numa análise profunda dos custos da EDP SU decorrentes dos serviços prestados pela EDP SC, no que respeita à caracterização dos processos, montantes faturados por natureza de custo, critérios de imputação dos custos indiretos, evolução de custos totais e de custos unitários e respetiva comparação com outras realidades.

Os principais custos incluídos na fatura da EDP SC prendem-se com processos relacionados com atendimento (lojas, agentes e *contact center*), operações comerciais, cobranças e faturação<sup>46</sup>.

As principais conclusões da análise à evolução dos custos são as seguintes: (i) os custos totais da atividade core da EDP SC diminuíram no período em análise em resultado das iniciativas internas com vista à melhoria de eficiência, (ii) os custos de comercialização da EDP SU aumentaram em virtude de alterações nos critérios de repartição entre as empresas reguladas decorrente do inquérito às atividades e (iii) o processo de imputação utilizado entre 2005 e 2008 foi bem estruturado.

<sup>46</sup> Para o estudo de *benchmarking* houve necessidade de repartir os custos de acordo com uma nova estrutura de processos que permitisse a comparação com outras realidades.

Em relação ao estudo de *benchmarking* podemos aferir o seguinte: (i) considerando os custos diretos e de sistemas, a EDP SU apresenta um menor custo por cliente nos processos de faturação e reclamações e pedidos de informação, registando custos superiores nas cobranças, contratação e gestão da dívida e (ii) por canal a EDP SU apresenta um custo por operação inferior à média no seu canal com maior peso (agentes) e superior nos restantes (lojas e *contact center*).

Face ao exposto e tendo em conta o início de um novo período de regulação, torna-se necessário definir os seguintes parâmetros:

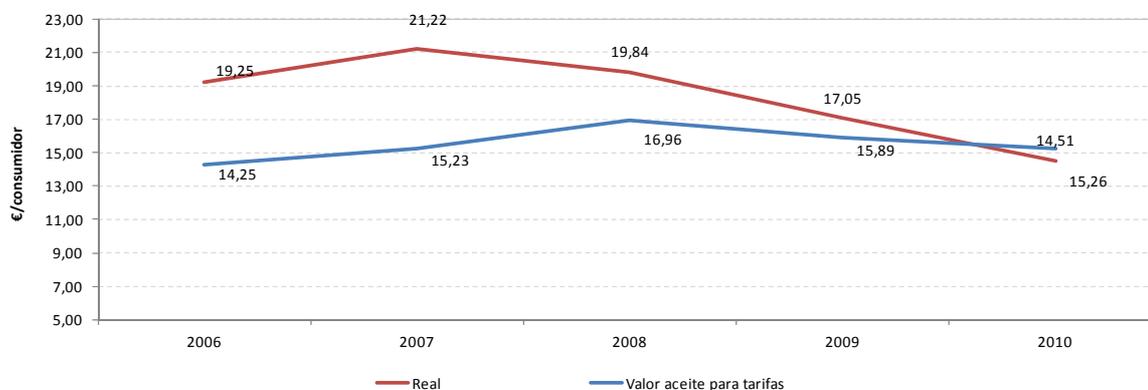
- Base de custos a considerar para 2012;
- Fatores de eficiência para 2013 e 2014;
- Repartição entre custos fixos e variáveis e indutores de custos.

## 5.2 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

A forma de regulação iniciada no anterior período de regulação – regulação por incentivos – impõe um nível de eficiência aos custos de exploração associados aos processos comerciais e remunera as necessidades financeiras resultantes do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamento e os de recebimento.

A Figura 5-1 permite comparar a evolução dos custos da atividade de Comercialização com os custos considerados pelo regulador como custos eficientes.

**Figura 5-1 - Evolução dos custos da comercialização**  
(preços constantes de 2011)



Pela análise da figura anterior conclui-se que tem havido uma aproximação dos custos unitários reais com os custos unitários implícitos em tarifas. A partir de 2010 assiste-se mesmo a uma inversão da tendência, a empresa atinge ganhos de eficiência, o que está em linha com as previsões apresentadas para o novo período de regulação.

A ERSE, na definição da base de custos para a atividade de Comercialização, considerou os custos de 2010 por três razões:

- Último ano auditado;
- Ano com valores reais mais baixos desde o início da regulação;
- Ganho de eficiência alcançado pela empresa significativo face aos valores considerados no período de regulação 2009-2011.

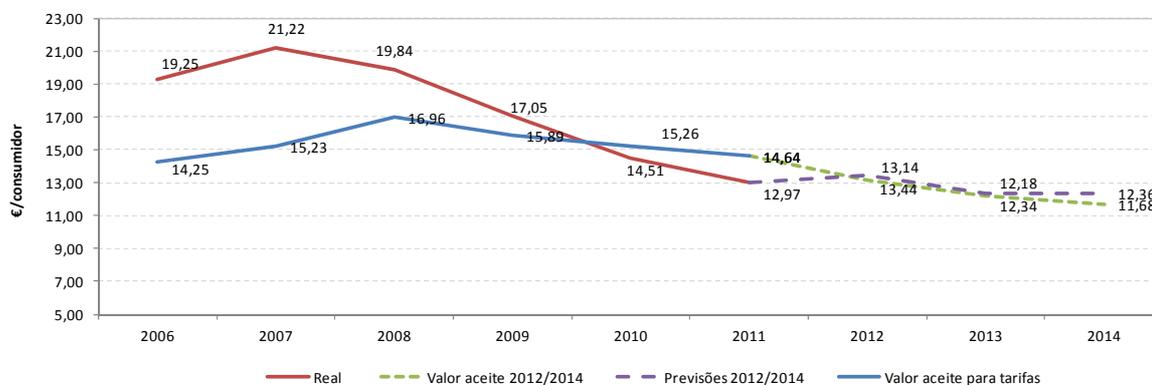
### **5.3 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS**

Como mencionado no ponto 5.1, foi realizado um estudo de eficiência aos custos imputados à EDP SU pela EDP SC, os quais representam mais de 80% dos FSE da empresa.

O esforço que o regulador tem vindo a desenvolver para evitar que o sistema suporte custos ineficientes, benéfico para todos os consumidores, é revelado no estudo apresentado. Os potenciais de melhoria e as recomendações efetuadas parecem também ter surtido os efeitos desejados nos diferentes intervenientes, o que contribui para os objetivos de eficiência definidos pelo regulador.

Esta situação é evidente nos custos apresentados pela empresa, que revelam uma tendência de decréscimo face ao valor real de 2010. Desta forma, a ERSE na definição das metas de eficiência para o próximo período de regulação, considerou uma eficiência implícita de 7% desde 2010 e, a partir de 2013, 3,5% ao ano. Este último valor (fator x) é aplicado a todos os parâmetros de acordo com a metodologia referida nos números 3 e 4 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário.

**Figura 5-2 - Custo unitário por consumidor**  
(preços constantes de 2011)



#### 5.4 REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

A evolução da atividade de Comercialização está dependente da evolução do próprio mercado, mais concretamente no que respeita à saída dos consumidores para o mercado. Esta situação é ainda mais acelerada com a recente extinção de tarifas. Desta forma, não parece razoável considerar a evolução da atividade apenas baseada no número de consumidores.

Por outro lado, e como já mencionado, os principais custos da atividade de Comercialização estão relacionados com processos comerciais, os quais não evoluem na mesma proporção da redução de atividade.

Assim, optou-se por considerar 50% dos custos como fixos e 50% como variáveis e, dentro destes, os custos variam com o número de clientes e com o número de processos comerciais.

Acresce referir que:

- Na componente fixa são ainda adicionados os custos relacionados com as amortizações e remuneração do ativo, não sujeitos a metas de eficiência.
- Para cálculo da parcela de custos que varia em função do número de processos, selecionou-se como indutor de custos, aqueles associados ao processo de atendimento. Com efeito, este processo, que resulta essencialmente da execução de pedidos passíveis de resolução no *front-office* nos diversos canais existentes (lojas, agentes e *contact center*), é um dos processos com maior peso no total dos custos imputados à EDP SU ao longo do último período regulatório. Associaram-se os custos remanescentes da parcela variável à evolução do número de clientes.

A imputação dos custos por nível de tensão foi feita com base no peso de cada um na faturação real de 2010.

## **5.5 PARÂMETROS ASSOCIADOS À COMPONENTE FIXA E À COMPONENTE VARIÁVEL PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Tendo em conta os pressupostos apresentados calcularam-se os parâmetros para o próximo período de regulação.

PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2012 A 2014

Parâmetros para a atividade de  
Comercialização da EDP Serviço Universal

Quadro 5-2 - Parâmetros para o período de regulação 2012-2014

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

	2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014	2012	2013	2014
	NT			BTE			BTN			Total		
Componente fixa	97			111			36 269	36 207	35 471			
Processos	11			13			4 304	4 337	4 346	4 329	4 337	4 346
Custo unitário por processo	3,71			3,71			3,71	3,68	3,60			
Consumidores	4 733			9 428			5 470 944	5 777 162	5 803 407	5 485 105	5 777 162	5 803 407
Custo unitário por consumidor	11,44			6,59			3,71	3,51	3,42			
Fator eficiência ERSE												
Componente fixa								-3,5%	-3,5%			
Processos								-3,5%	-3,5%			
Consumidores								-3,5%	-3,5%			
Taxa de inflação	1,4%			1,4%			1,4%	1,3%	1,3%			
<b>Base de custos (10<sup>3</sup> Euros)</b>	<b>194</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>222</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>72 537</b>	<b>72 413</b>	<b>70 943</b>	<b>72 953</b>	<b>72 413</b>	<b>70 943</b>
Amortizações	0	0	0	0	0	0	19	19	5	19	19	5
Ativo a remunerar	26	26	26	6	6	6	35	5	0	67	37	32
Remuneração do ativo	2	2	2	1	1	1	3	0	0	6	4	3
<b>Custos totais (10<sup>3</sup> Euros)</b>	<b>196</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>223</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>72 559</b>	<b>72 433</b>	<b>70 948</b>	<b>72 978</b>	<b>72 436</b>	<b>70 951</b>



## 6 PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DA EDA

### 6.1 ENQUADRAMENTO

O início da regulação, por parte da ERSE, das concessionárias do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (EDA) e da Região Autónoma da Madeira (EEM) ocorreu em 2003.

Tendo em conta o número de anos já decorridos desde o alargamento das competências da ERSE, o que permitiu possuir maior conhecimento das atividades desenvolvidas pela empresa, levou a ERSE a entender que a revisão regulamentar ocorrida em 2011 constituiria o momento oportuno para se alterar a metodologia de regulação das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) da EDA.

No âmbito do presente documento são de destacar, em traços gerais, as seguintes alterações:

- Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: as alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicam uma alteração da metodologia de definição do OPEX<sup>47</sup> líquido desta atividade, passando de uma metodologia de regulação de custos aceites em base anual<sup>48</sup>, para um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.
- Atividades de Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica: embora o OPEX líquido de proveitos destas atividades continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, é introduzida uma componente de custos fixos para ambas as atividades, bem como revistos os *drivers* de custos para a componente variável da atividade de DEE e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014, para as duas atividades.

Refira-se que o CAPEX<sup>49</sup> das três atividades tem subjacente uma regulação baseada em custos e investimentos aceites.

Deste modo, o Regulamento Tarifário atualmente em vigor contempla as alterações anteriormente referidas, passando a considerar nos artigos 93.º, 95.º e 96.º a metodologia de apuramento de proveitos permitidos da EDA.

---

<sup>47</sup> *Operational expenditures.*

<sup>48</sup> Recorde-se que, até à data, na fixação dos proveitos permitidos desta atividade, o OPEX aceite pela ERSE tinha em consideração uma taxa de eficiência de cerca de 1% face à evolução do PIB.

<sup>49</sup> *Capital expenditures*

Os parâmetros associados aos custos de comercialização aderentes aos custos de referência do continente previstos no número 3 do artigo 96º do Regulamento Tarifário estão ainda em estudo e serão determinados ao longo do atual período regulatório.

Na ausência de indicação contrária, os valores indicados nos quadros encontram-se em milhares de euros.

Para o cálculo dos parâmetros foram utilizadas as taxas de inflação apresentadas no Quadro 6-1.

**Quadro 6-1 - Taxa de inflação**

	2012	2013	2014
<b>Inflação</b>	1,4%	1,3%	1,3%

## 6.2 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.

Neste contexto, destacam-se as alterações verificadas ao nível do OPEX líquido, passando de uma metodologia de regulação de custos aceites em base anual<sup>50</sup>, para um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

No que respeita ao CAPEX, a metodologia de regulação manteve-se inalterada, continuando, por conseguinte, a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

Neste sentido, o presente documento apresenta e justifica os parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação para o novo período regulatório, no que respeita à definição da base de custos do OPEX líquido para 2012, bem como às metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014.

### 6.2.1 BASE DE CUSTOS A CONSIDERAR

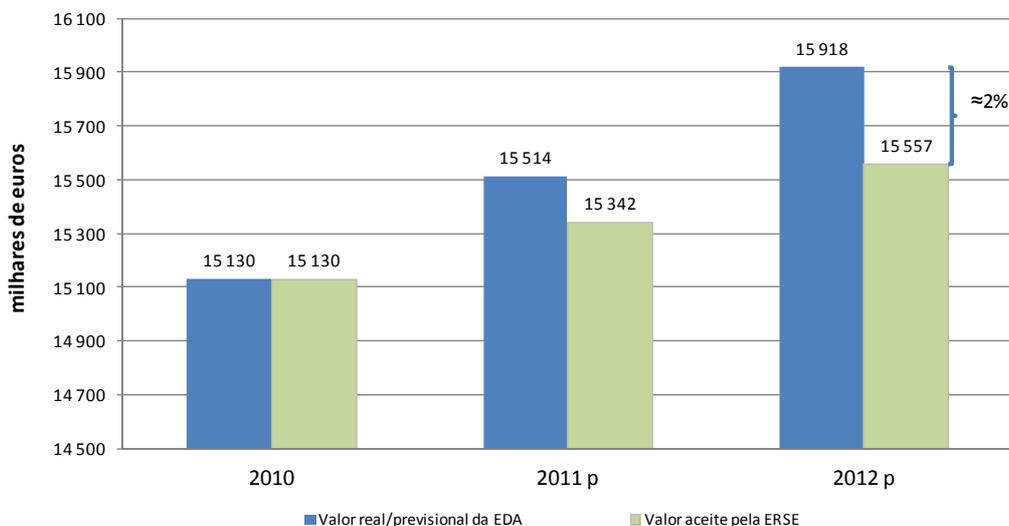
Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2012, no que respeita à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, consideraram-se as seguintes rubricas:

<sup>50</sup> Recorde-se que, até à data, na fixação dos proveitos permitidos desta atividade, o OPEX aceite pela ERSE tinha em consideração uma taxa de eficiência de 1% face à evolução do PIB.

- Materiais diversos;
- Fornecimentos e serviços externos (exceto os custos com a operação e manutenção dos equipamentos produtivos, uma vez que estas rubricas de custos não se encontram sujeitas à aplicação de metas de eficiência);
- Custos com pessoal (exceto indemnizações por despedimento);
- Outros custos (impostos e outros custos operacionais);
- Prestação de serviços;
- Subsídios à exploração;
- Outros proveitos (incluindo, sobretudo, os proveitos suplementares, acrescidos dos outros proveitos operacionais).

Desde 2007, que os custos de exploração da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema estão sujeitos a uma meta de eficiência que varia de acordo com a natureza dos custos, que ronda o 1%. Em 2010, e pela primeira vez desde 2007, a ERSE reconheceu os custos reais da EDA, ou seja, a empresa conseguiu aumentar os ganhos de eficiência que lhe permitiram alcançar a eficiência imposta. Por este facto, e por 2010 corresponder ao último ano auditado, a ERSE considerou justificável a utilização, como base de custos para 2012, os valores reais de 2010 atualizados com a inflação até 2012 (15 557 milhares de euros). A Figura 6-1 apresenta a evolução da base de custos.

**Figura 6-1 - Evolução da base de custos**

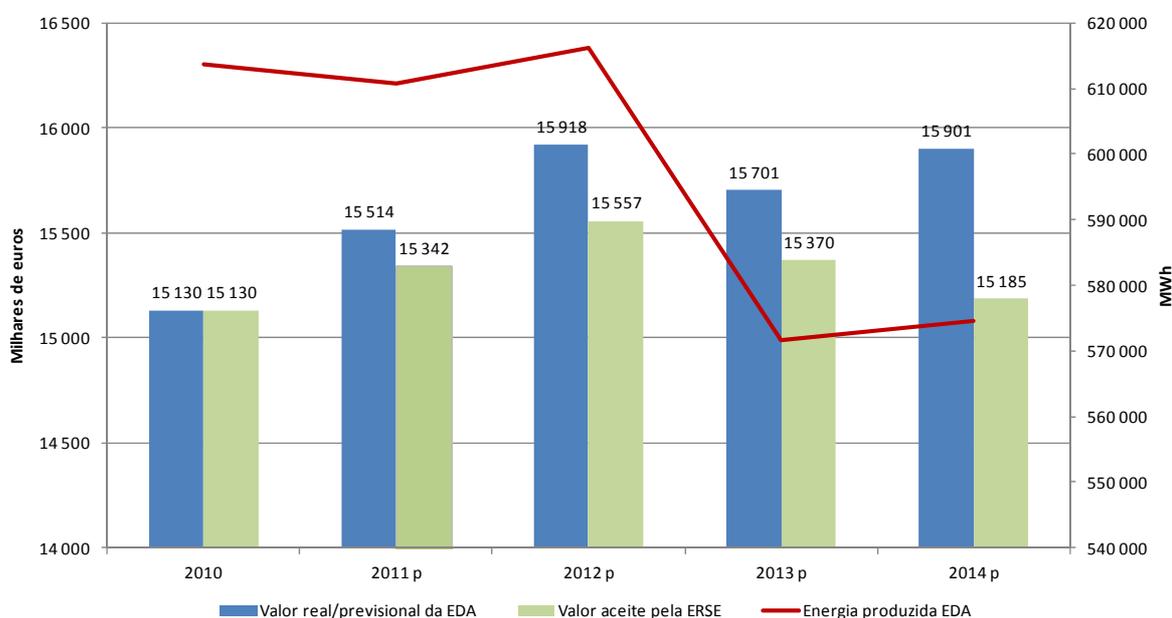


O valor que se obtém deste modo para 2012 implica um ganho de eficiência cerca de 1% em relação ao valor previsional apresentado pela EDA.

## 6.2.2 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Tendo em vista o apuramento de um fator de eficiência para os custos de exploração líquidos de proveitos, foi analisado em conjunto a evolução da energia produzida e os custos previsionais apresentados pela EDA. Como se pode observar na Figura 6-2, a energia prevista produzir decresce cerca de 12% entre 2012 e 2013, mantendo praticamente o nível de 2013 em 2014.

**Figura 6-2 - Evolução dos custos operacionais e da energia produzida**



Nesta perspetiva, era expectável que os custos previsionais observassem uma queda de forma a ajustar o nível de custos variáveis com a produção própria. Embora em 2013 se observe uma ligeira retração dos custos, estes voltam a crescer para os níveis de 2012 em 2014, mantendo-se, no entanto, a produção própria em níveis inferiores aos previstos para 2012.

A ERSE reconhece que, tendo em conta a estrutura geográfica da RAA, os custos associados a esta atividade apresentam alguma inflexibilidade em relação ao comportamento da energia produzida devido à componente dos custos de natureza fixa. Atendendo ao exposto, a ERSE optou pela utilização de um fator de eficiência de 2,5% para os anos de 2013 e 2014, de forma a promover o ajuste dos custos ao nível de produção própria sem, no entanto, comprometer o respeito pelos custos cuja evolução não está indexada à produção.

Relativamente aos custos previsionais apresentados pela EDA, a ERSE exige um ganho de eficiência, desde 2010 até 2014, de cerca de 4,7%.

### 6.2.3 PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

O Quadro 6-1 apresenta o OPEX líquido da atividade de AGS, para o atual período regulatório, de acordo com a base de custos e os fatores de eficiência definidos nos pontos anteriores. Refira-se que a determinação do OPEX líquido de 2013 e 2014 é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Custos operacionais líquidos de outros proveitos}_t = \text{OPEX líquido}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t)$$

Quadro 6-2 - Parâmetros da AGS

	2012	2013	2014
<b>Custos operacionais líquidos (em 10<sup>3</sup> euros)</b>	<b>15 557</b>	<b>15 370</b>	<b>15 185</b>
Inflação	1,40%	1,30%	1,30%
Fator X		2,5%	2,5%

### 6.3 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e
- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, incluirá uma componente de custos fixos, bem como a definição de novos *drivers* de custos para a componente variável e, ainda, a definição de novas metas de eficiência a aplicar em 2013 e 2014.

Face ao exposto, o presente documento apresenta e justifica os parâmetros a aplicar no novo período regulatório, nomeadamente no que respeita à base de custos do OPEX líquido para 2012, bem como às metas de eficiência para 2013 e 2014.

### 6.3.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

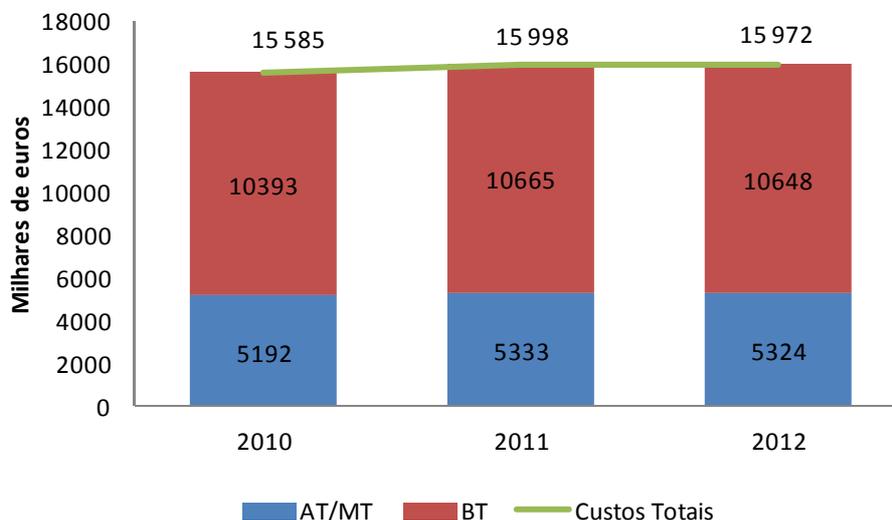
Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2012, no que respeita à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, consideraram-se as seguintes rubricas:

- Materiais diversos;
- Fornecimentos e serviços externos;
- Custos com pessoal (exceto indemnizações por despedimento);
- Outros custos (impostos e outros custos operacionais);
- Prestação de serviços;
- Subsídios à exploração;
- Outros proveitos (incluindo os proveitos suplementares, acrescidos dos outros proveitos operacionais).

Para o cálculo da base de custos de 2012, a ERSE decidiu utilizar como valor de partida o montante dos custos de exploração de 2010 (15 585 milhares de euros), dado que estes correspondem aos últimos valores auditados.

Os valores de 2010 foram repartidos igualmente entre componente fixa e variável como detalhado mais à frente no ponto 6.3.3. De 2010 para 2011 a ERSE fez evoluir as componentes variáveis unitárias com base na inflação de 2011. De forma a garantir a repartição predefinida (50/50), a componente fixa é igual ao resultado das componentes variáveis. A aplicação da inflação aos custos unitários variáveis tem como objetivo refletir a evolução da atividade da empresa no que respeita à energia fornecida e ao número médio de clientes. Para 2012 foi repetido o procedimento. No entanto, foi já aplicada uma meta de eficiência. Neste último caso, os valores unitários apresentados cumprem a expressão do IPIB-X. Refira-se que esta meta de eficiência é a aplicada em 2013 e 2014 conforme explicado no ponto 6.3.2. O resultado do procedimento anteriormente exposto é apresentado na Figura 6-3.

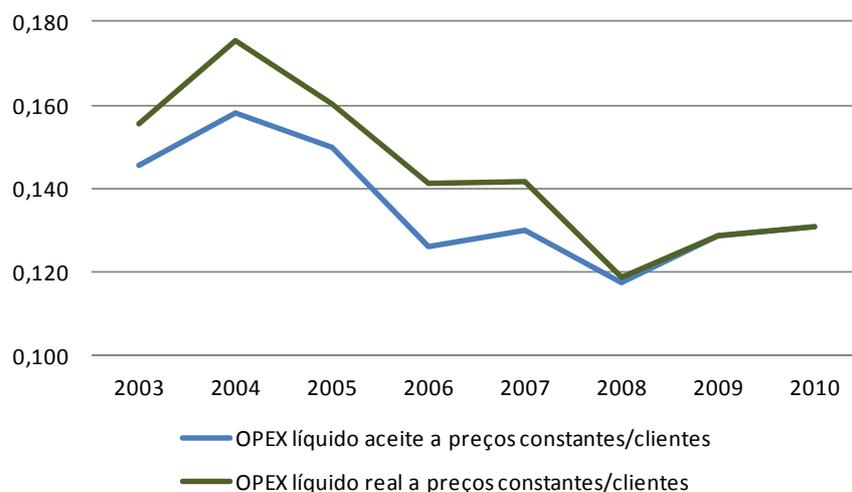
**Figura 6-3 - Evolução da base de custos por nível de tensão**



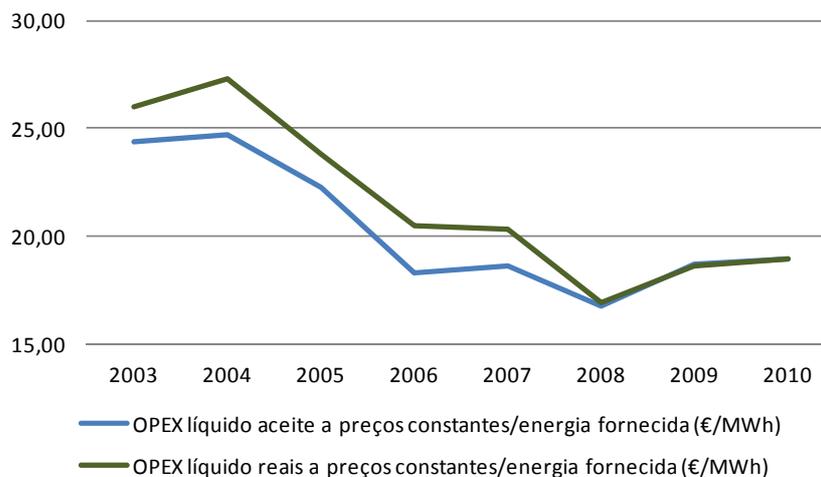
### 6.3.2 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Tendo em vista o apuramento de um fator de eficiência a aplicar aos custos de exploração líquidos de proveitos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA foi analisado o comportamento dos custos unitários em função do número médio de clientes e do valor da energia fornecida, desde 2003 até 2010 (Figura 6-4 e Figura 6-5).

**Figura 6-4 - Evolução dos custos operacionais a preços constantes por número de cliente**

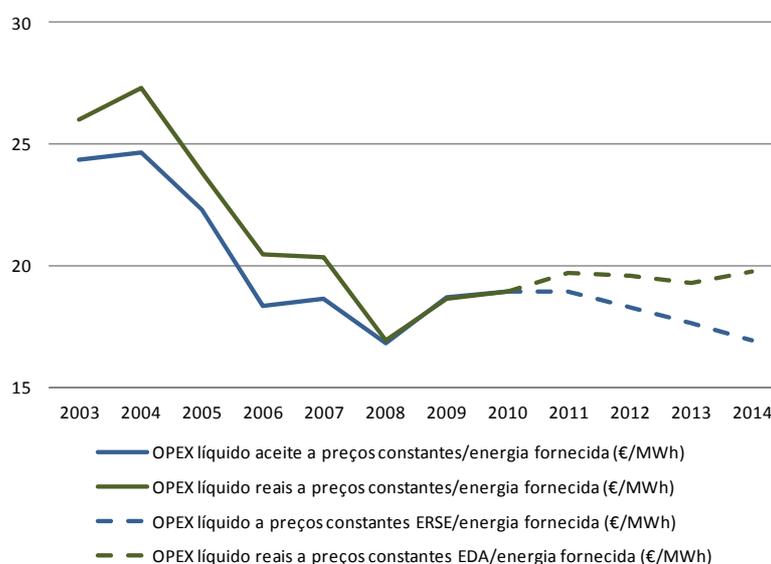


**Figura 6-5 - Evolução dos custos operacionais a preços constantes por energia fornecida**

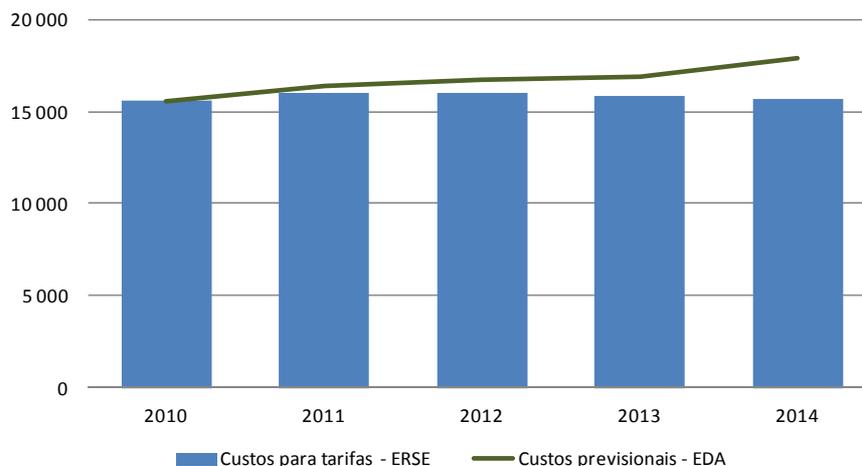


Da análise das figuras anteriores concluiu-se que o ano em que os custos apresentam o valor mais eficiente foi em 2008. Desta forma, a meta de eficiência definida (cerca de 2,48%) é a que permite atingir em 2014 um nível de custos unitários semelhantes aos verificados em 2008<sup>51</sup>. As figuras seguintes permitem comparar, em termos de proveitos permitidos e de custos unitários em função da energia, os valores da proposta apresentada pela empresa com os valores apurados pela ERSE após aplicação do fator de eficiência.

**Figura 6-6 - Evolução dos custos unitários em função da energia fornecida (2003-2014)**



<sup>51</sup> Na análise realizada pela ERSE foi considerado o fato de se terem transferido em 2009, parte dos custos da atividade de Comercialização para a atividade de Distribuição.

**Figura 6-7 - Evolução dos custos operacionais previstos pela EDA e definidos pela ERSE**

### 6.3.3 REPARTIÇÃO ENTRE A COMPONENTE FIXA E A COMPONENTE VARIÁVEL

A evolução dos custos da atividade de DEE está dependente do comportamento do consumo de energia elétrica e do número de clientes. De forma a refletir este efeito, a ERSE decidiu considerar uma ponderação de 50% para a componente fixa de custos, bem como 50% para a componente variável, a qual é, por sua vez, repartida em igual proporção entre energia fornecida (25%) e número médio de clientes (25%).

### 6.3.4 PARÂMETROS ASSOCIADOS À COMPONENTE FIXA E À COMPONENTE VARIÁVEL PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

O Quadro 6-3 apresenta a componente fixa e as componentes variáveis unitárias a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT para o atual período regulatório, de acordo com a base de custos e os fatores de eficiências apurados nos pontos anteriores. Refira-se que a determinação do OPEX líquido de 2013 e 2014 é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

**Custos operacionais líquidos de outros proveitos**  $t = \text{Parte Fixa}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t) + \text{Parte variável com energia}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t) * \text{Energia fornecida}_t + \text{Parte variável com clientes}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t) * \text{Número médio de clientes}_t$

Quadro 6-3 - Parâmetros da DEE em AT/MT

	2012	2013	2014
<b>Custos operacionais líquidos (em 10<sup>3</sup> euros)</b>	<b>5 324</b>	<b>5 273</b>	<b>5 234</b>
<b>AT/MT</b>			
Parte Fixa	2 661,99	2 630,47	2 599,33
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)	0,0045	0,0045	0,0044
Energia fornecida (MWh)	290 164	291 674	294 292
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)	1,9387	1,9157	1,8931
Nº médio de clientes	696	699	705
Inflação	1,40%	1,30%	1,30%
Fator X	2,48%	2,48%	2,48%

O Quadro 6-4 apresenta a componente fixa e as componentes variáveis unitárias a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT para o atual período regulatório, de acordo com a base de custos e os fatores de eficiências apurados nos pontos anteriores.

Quadro 6-4 - Parâmetros da DEE em BT

	2012	2013	2014
<b>Custos operacionais líquidos (em 10<sup>3</sup> euros)</b>	<b>10 648</b>	<b>10 550</b>	<b>10 474</b>
<b>BT</b>			
Parte Fixa	5 324,21	5 261,18	5 198,90
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)	0,0053	0,0053	0,0052
Energia fornecida (MWh)	495 175	498 379	503 284
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)	0,0218	0,0215	0,0213
Nº médio de clientes	123 260	123 772	124 881
Inflação	1,40%	1,30%	1,30%
Fator X	2,48%	2,48%	2,48%

#### 6.4 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Ao nível do CAPEX, que passa de um mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual; e

- No que respeita ao OPEX líquido de proveitos, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, será introduzida uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos cujo driver é o número médio de clientes (à semelhança do período regulatório precedente) e definidas novas metas de eficiência a aplicar a ambas as componentes de custos.

Face ao exposto, o presente documento apresenta e justifica os parâmetros a aplicar no novo período regulatório, nomeadamente no que respeita à base de custos do OPEX líquido para 2012, bem como às metas de eficiência para 2013 e 2014.

#### 6.4.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2012, no que respeita à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, consideraram-se as seguintes rubricas:

- Materiais diversos;
- Fornecimentos e serviços externos;
- Custos com pessoal. (exceto indemnizações por despedimento);
- Outros custos (impostos e outros custos operacionais);
- Prestação de serviços;
- Subsídios à exploração;
- Outros proveitos (incluindo, sobretudo, os proveitos suplementares, acrescidos dos outros proveitos operacionais).

Para a definição da base de custos para 2012, a ERSE analisou a evolução dos custos de exploração da comercialização (a preços constantes de 2011) em função do número médio de clientes desde 2003 até 2014. A Figura 6-8 apresenta o resultado dessa análise.

**Figura 6-8 - Comparação entre os custos unitários por cliente previsionais e os custos ajustados à evolução da atividade**

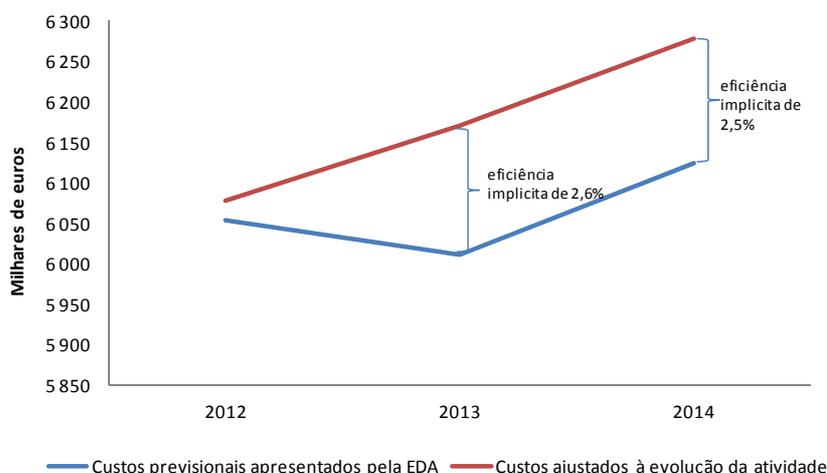


Como se pode observar na figura anterior, os custos por cliente registam uma descida significativa em 2006 e, a partir desse ano, mantêm-se estáveis. Por outro lado, os custos apresentados pela EDA para 2012 apresentam implicitamente uma eficiência de cerca de 0,5%, observável na diferença entre os custos previsionais apresentados pela EDA e os custos ajustados à evolução da atividade<sup>52</sup>. Deste modo, a ERSE decidiu aceitar como base de custos de 2012 o valor apresentado pela empresa para este ano.

#### 6.4.2 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

No apuramento de um fator de eficiência, a ERSE manteve a lógica aplicada na determinação da base de custos. Como se pode observar na Figura 6-9, os custos de exploração previsionais apresentados pela EDA incluem já um ganho de eficiência de cerca de 2,6% para 2013 e 2,5% para 2014.

<sup>52</sup> Os custos ajustados ao nível de atividade são apurados refletindo a inflação nas componentes de custo fixa e variável, desde 2010 até 2014, sendo esta última ajustada com o número médio de clientes previsto pela EDA.

**Figura 6-9 - Eficiência implícita nos valores previsionais da EDA para 2013 e 2014**

Desta forma, a ERSE considerou que não deveria exigir na atividade de Comercialização de Energia Elétrica um maior esforço do que o já previsto pela empresa. Os valores aceites (componente fixa e variável) para os anos de 2013 e 2014 são os apresentados pela empresa sendo apenas ajustados no futuro pelo número médio de clientes verificado.

#### 6.4.3 REPARTIÇÃO ENTRE A COMPONENTE FIXA E A COMPONENTE VARIÁVEL

Os custos da atividade de CEE estão dependentes da evolução do número de clientes, pelo que a ERSE decidiu considerar uma ponderação de 50% para a componente fixa de custos, bem como 50% para a componente variável em função do número médio de clientes.

#### 6.4.4 PARÂMETROS ASSOCIADOS À COMPONENTE FIXA E À COMPONENTE VARIÁVEL PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

O Quadro 6-5 apresenta a componente fixa e as componentes variáveis unitárias a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT para o atual período regulatório, de acordo com a base de custos para 2012 e a evolução da mesma para 2013 e 2014, conforme justificado nos pontos anteriores.

**Quadro 6-5 - Parâmetros da CEE em MT**

	2012	2013	2014
<b>Custos operacionais líquidos (em 10<sup>3</sup> euros)</b>	<b>311</b>	<b>329</b>	<b>321</b>
<b>MT</b>			
Parte Fixa	155	164	160
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)	0,2231	0,2351	0,2274
Nº médio de clientes	696	699	705

O Quadro 6-6 apresenta a componente fixa e as componentes variáveis unitárias a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT para o atual período regulatório.

**Quadro 6-6 - Parâmetros da CEE em BT**

	2012	2013	2014
<b>Custos operacionais líquidos (em 10<sup>3</sup> euros)</b>	<b>5 743</b>	<b>5 682</b>	<b>5 803</b>
<b>BT</b>			
Parte Fixa	2 872	2 841	2 902
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)	0,02330	0,02295	0,02324
Nº médio de clientes	123 260	123 772	124 881

## 7 PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DA EEM

### 7.1 ENQUADRAMENTO

O início da regulação por parte da ERSE das Regiões Autónomas, nomeadamente da concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (EDA) e da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (EEM) teve início em 2003.

Tendo em conta o número de anos já decorridos desde o alargamento das competências da ERSE, o que permitiu possuir um conhecimento das atividades desenvolvidas pela empresa, foi entendimento da ERSE que a revisão regulamentar ocorrida em 2011 constituiria o momento para se alterar e aperfeiçoar a metodologia de regulação das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) da EEM.

No âmbito do presente documento, são de destacar, em traços gerais, as seguintes alterações:

- Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: as alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicam uma alteração da metodologia de definição do OPEX líquido desta atividade, passando de uma metodologia de regulação de custos aceites em base anual, para um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.
- Atividades de Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica: embora o OPEX líquido destas atividades continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, é introduzida uma componente de custos fixos para ambas as atividades, bem como revistos os *drivers* de custos para a componente variável da atividade de DEE e, ainda, definidas novas metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014, para as duas atividades.

Refira-se que o CAPEX das três atividades tem subjacente uma regulação baseada em custos e investimentos aceites.

Deste modo, o Regulamento Tarifário atualmente em vigor, contempla as alterações anteriormente referidas, passando a considerar nos artigos 100.º, 102.º e 103.º a metodologia de apuramento de proveitos permitidos da EEM.

Desta forma, possibilita-se à empresa, de uma forma transparente, o conhecimento antecipado dos parâmetros que no próximo período regulatório determinam, a preços atuais, o cálculo dos proveitos permitidos. A empresa fica assim habilitada, ao longo de um período de regulação, de proceder à gestão que entender mais conveniente, de modo a que no final do período regulatório consiga obter, no mínimo, os ganhos de eficiência impostos pelo regulador. Toda a diminuição de custos que a empresa consiga

obter ao nível dos custos de exploração, de que resultem ganhos de eficiência superiores aos estabelecidos pelo regulador, será apropriada pelos acionistas.

Esta metodologia é aplicada à base de OPEX Líquido definida para o primeiro ano do período regulatório (2012) e contempla o somatório dos custos controláveis deduzidos de outros proveitos. Excluem-se da base de custos líquida de proveitos os custos com a convergência tarifária referentes aos anos 2006 e 2007, de acordo com o Decreto-Lei nº 237-B/2006, bem como todos os custos tratados como *pass-through*, não condicionados à metodologia de apuramento de proveitos descrita anteriormente.

Os parâmetros associados aos custos de comercialização aderentes aos custos de referência do continente previstos no número 3 do artigo 103º do Regulamento Tarifário estão ainda em estudo e serão determinados ao longo do atual período regulatório.

Na ausência de indicação contrária, os valores indicados nos quadros e figuras encontram-se em milhares de euros.

Por último, refira-se que para o cálculo dos parâmetros foram utilizadas as taxas de inflação apresentadas no Quadro 7-1.

**Quadro 7-1 - Taxa de inflação**

	2012	2013	2014
<b>Inflação</b>	1,4%	1,3%	1,3%

## 7.2 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Conforme já referido, as alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de aceitação do OPEX Líquido da atividade de AGS, o qual passa a ser regulado por um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência<sup>53</sup>.

Neste sentido, os pontos infra apresentam e justificam os parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação para o novo período regulatório, nomeadamente no que respeita à definição da base de custos para 2012, bem como às metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014.

<sup>53</sup> Recorde-se que, até à data, na fixação dos proveitos permitidos desta atividade, o OPEX aceite pela ERSE tinha em consideração uma taxa de eficiência de 1% face à evolução do I-PIB.

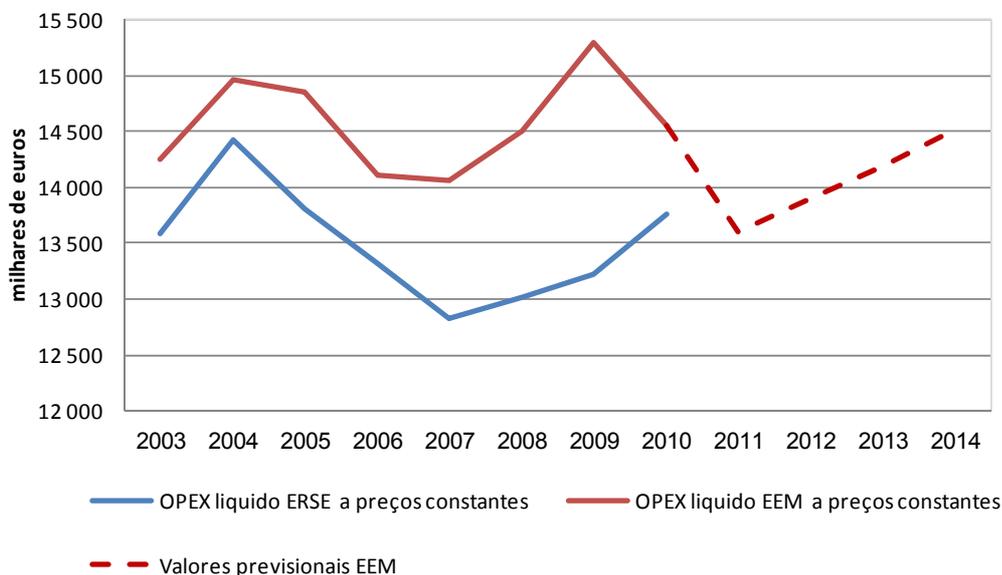
### 7.2.1 BASE DE CUSTOS A CONSIDERAR

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2012, no que respeita à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, consideraram-se as seguintes rubricas:

- Materiais diversos;
- Fornecimentos e serviços externos (exceto os custos com a frota automóvel, uma vez que estas rubricas de custos não se encontram sujeitas à aplicação de metas de eficiência);
- Custos com pessoal (exceto indemnizações por despedimento);
- Outros custos (impostos e outros custos operacionais);
- Prestação de serviços;
- Subsídios à exploração;
- Outros proveitos (incluindo, sobretudo, os proveitos suplementares, acrescidos dos outros proveitos operacionais).

Após selecionadas as rubricas elegíveis para a definição da base de custos, foi efetuada uma análise da evolução do OPEX líquido da EEM, bem como dos valores aceites pela ERSE, para o período de 2003 a 2010. Adicionaram-se, igualmente, os valores previsionais enviados pela EEM para o período de 2011 a 2014 (Figura 7-1).

**Figura 7-1 - Evolução dos custos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (preços constantes de 2011)**

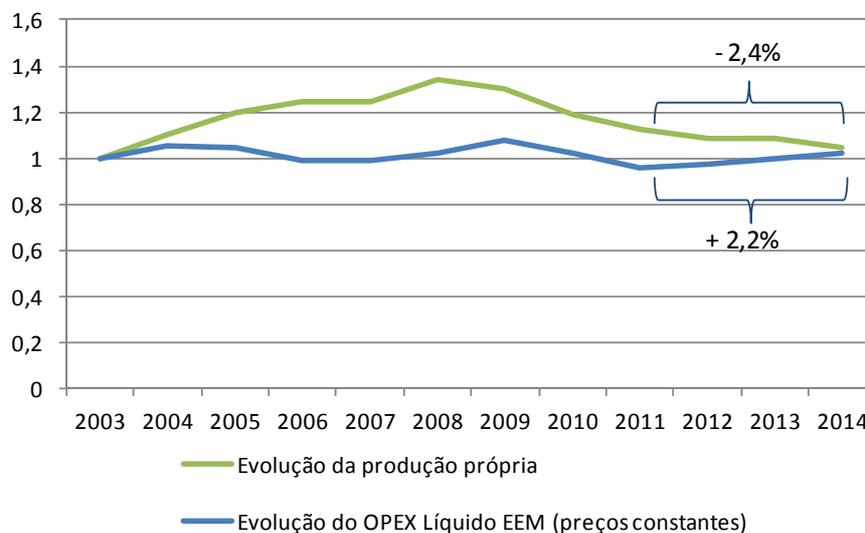


Conforme se pode observar, o nível de custos reais da EEM registou, a partir de 2009, uma quebra significativa. Neste seguimento, e dado que os valores para o período de 2009 a 2011 (período regulatório anterior) apresentam já uma eficiência anual implícita na ordem dos 6%, a ERSE considerou razoável a utilização, como base de custos para 2012, os valores propostos pela empresa para 2011 (13 594 milhares de euros), atualizados com a inflação para 2012 (1,4%), o que corresponde ao valor de 13 785 milhares de euros.

## 7.2.2 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Tendo em vista o apuramento de um fator de eficiência para o OPEX líquido, foi efetuada uma análise à evolução do comportamento da energia produzida nas centrais próprias da EEM, conjugada com a evolução do comportamento do OPEX líquido da EEM, conforme ilustra a Figura 7-2.

Figura 7-2 - Evolução do comportamento da produção própria e do OPEX líquido da EEM

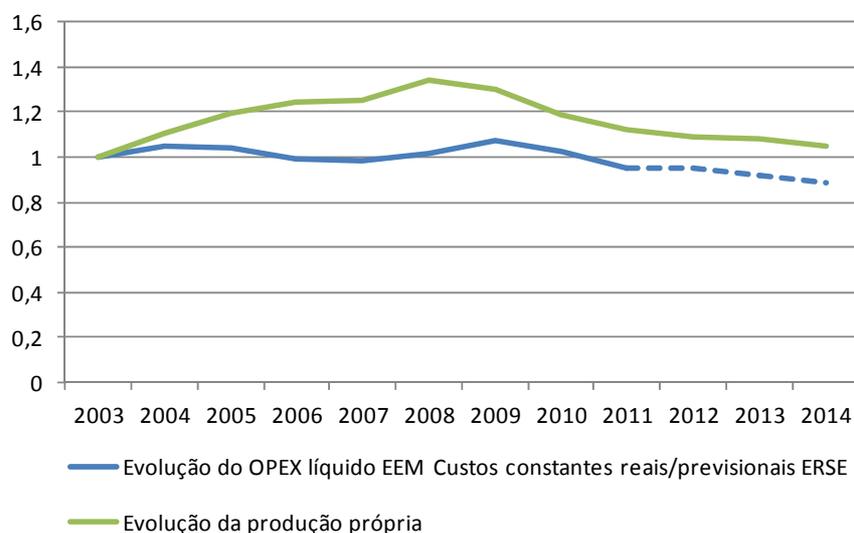


Como se pode observar, no período de 2011 a 2014, a evolução do OPEX líquido proposto pela EEM, regista um aumento na ordem dos 2,2%, comportamento inverso à evolução da produção própria das centrais da empresa, a qual decresce cerca de 2,4% no mesmo período.

Neste sentido, a ERSE entende que os custos da EEM para o atual período regulatório deverão acompanhar o comportamento verificado ao nível da energia produzida pela empresa, o que levaria a compatibilizar o comportamento dos custos com a evolução da energia produzida.

Para este efeito, a ERSE optou por fixar os fatores de eficiência a aplicar em 2013 e 2014 nos 2,5%. A aplicação destes fatores de eficiência à base de custos estabelecida para 2012 origina uma evolução do OPEX líquido da EEM, para o atual período regulatório, em linha com o comportamento registado ao nível da produção própria da EEM, de acordo com as previsões da empresa para o mesmo período, como se pode observar na figura seguinte.

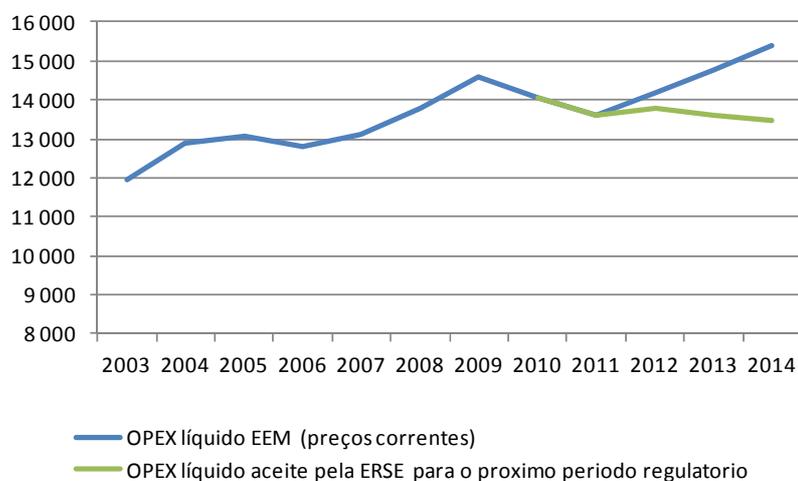
**Figura 7-3 - Evolução do comportamento da produção própria e do OPEX líquido da EEM, considerando uma meta de eficiência de 2,5%**



Refira-se que a meta de eficiência aplicada tem por objetivo (i) uma ligeira redução do OPEX líquido da EEM, no curto prazo, conjugada com (ii) a estabilização destes custos num horizonte temporal de longo prazo.

De acordo com a base de custos definida, bem como as metas de eficiência a aplicar, a Figura 7-4 ilustra a comparação entre os valores previstos pela EEM para o atual período regulatório e os valores aceites pela ERSE para o mesmo período.

**Figura 7-4 - Comparação entre o OPEX líquido da EEM e o OPEX líquido aceite pela ERSE para o atual período regulatório (preços correntes)**



### 7.2.3 PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

A Figura 5-1 apresenta o OPEX líquido da atividade de AGS<sup>54</sup>, para o atual período regulatório, de acordo com a base de custos e os fatores de eficiência definidos nos pontos anteriores. Refira-se que a determinação do referido valor, para 2013 e 2014, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Opex líquido}_t = \text{Opex líquido}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t)$$

**Quadro 7-2 - Parâmetros da AGS para o atual período regulatório**

	2012	2013	2014
Opex líquido (em 10 <sup>3</sup> euros)	13 785	13 619	13 456
<b>Inflação</b>		<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>
<b>Fator X</b>		<b>2,5%</b>	<b>2,5%</b>

## 7.3 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme já referido, as alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de aceitação do OPEX líquido da atividade de DEE, o qual, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, incluirá uma componente de custos fixos, bem como a definição de novos *drivers* de custos para a componente variável e, ainda, a definição de novas metas de eficiência a aplicar em 2013 e 2014.

Neste sentido, os pontos infra apresentam e justificam os parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação para o novo período regulatório, nomeadamente no que respeita à definição da base de custos para 2012, bem como às metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014.

### 7.3.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2012, no que respeita à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, consideraram-se as seguintes rubricas:

- Materiais diversos;
- Fornecimentos e serviços externos (exceto custos incorridos com a frota automóvel);

<sup>54</sup> Excluindo os custos não sujeitos a metas de eficiência, nomeadamente a frota automóvel, bem como os custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos.

- Custos com pessoal. (exceto indemnizações por despedimento);
- Outros custos (impostos<sup>55</sup> e outros custos operacionais);
- Prestação de serviços;
- Subsídios à exploração;
- Outros proveitos (incluindo, sobretudo, os proveitos suplementares, acrescidos dos outros proveitos operacionais).

Como ponto de partida para o cálculo da base de custos para 2012, a ERSE considerou a média dos valores reais verificados em 2009 e 2010 (20 645 milhares de euros).

De seguida, foram realizados os seguintes procedimentos:

- O valor obtido foi repartido equitativamente entre componente fixa e variável, de acordo com o definido no ponto 7.3.3;
- As componentes variáveis unitárias foram calculadas em função da energia fornecida e do número médio de clientes de 2010, de acordo com o definido no ponto 7.3.3;
- De 2010 para 2012, a ERSE fez evoluir, anualmente, as componentes variáveis unitárias com base na inflação de 2011 e 2012, deduzida de um fator de eficiência<sup>56</sup>. Refira-se que este fator de eficiência (5%) é o aplicado em 2013 e 2014, conforme explicado no ponto 7.3.2;

Acresce ainda referir que a aplicação da inflação e do fator X aos custos unitários variáveis tem como objetivo refletir, na base de custos de 2012, a evolução da atividade da empresa, em função da energia fornecida e do número médio de clientes em 2011 e 2012;

- Em 2011 e 2012, de forma a garantir a repartição previamente definida (50/50), a componente fixa resulta dos cálculos efetuados para a componente variável.

O resultado dos procedimentos expostos é apresentado no Quadro 7-3.

---

<sup>55</sup> Exclui os direitos de passagem.

<sup>56</sup> Componente variável unitária  $t =$  Componente variável unitária  $t-1 * (1 + \text{Inflação } t - \text{Fator X } t)$ .

**Quadro 7-3 - Base de custos líquida de proveitos para 2012**

	2010	2011	2012
Componente Fixa (em 10 <sup>3</sup> euros)	10 322	9 943	9 585
Componente variável unitária com energia fornecida (euros/KWh)	0,00598	0,00576	0,00555
Energia fornecida (MWh)	863 508	854 219	854 219
Componente variável unitária com clientes (10 <sup>3</sup> euros/cliente)	0,03779	0,03643	0,03512
Número médio de clientes	136 584	137 843	137 843
<b>Base de custos líquida de proveitos</b>	<b>20 645</b>	<b>19 886</b>	<b>19 170</b>
<b>Inflação</b>		<b>1,4%</b>	<b>1,4%</b>
<b>Fator X</b>		<b>5%</b>	<b>5%</b>

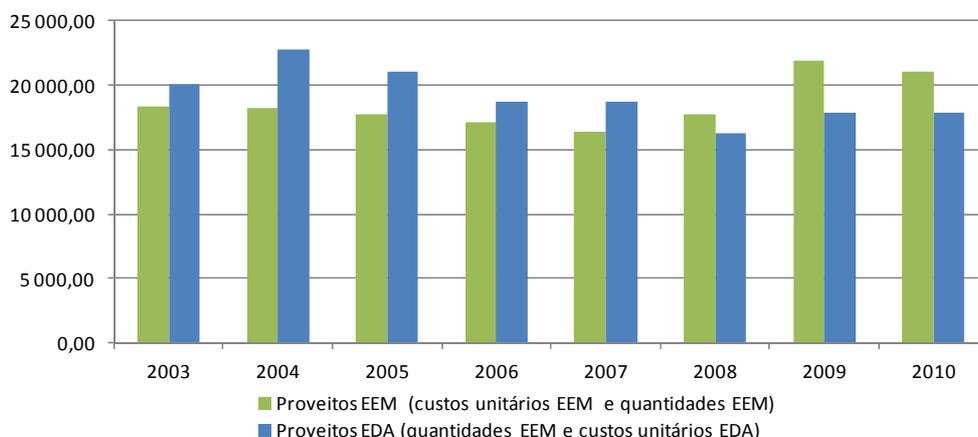
**7.3.2 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS**

De modo a estabelecer metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis da atividade de DEE, a ERSE analisou o nível de custos unitários por energia distribuída nas duas Regiões Autónomas, tendo verificado que apresentavam alguma discrepância. Desta forma, para o atual período regulatório, a ERSE procurou harmonizar os custos de exploração líquidos de proveitos nas duas Regiões Autónomas, para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. O ponto abaixo apresenta a análise realizada e os resultados obtidos.

**7.3.2.1 COMPARAÇÃO ENTRE AS ATIVIDADES NAS DUAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

Em traços gerais, a análise realizada consistiu em comparar os proveitos da EEM e da EDA para a atividade de DEE. Para o efeito, foram considerados (i) os custos unitários por energia distribuída de cada uma das empresas, (ii) multiplicado pelas mesmas quantidades de energia emitida (quantidades de energia emitida pela EEM, ao longo de 2003 a 2010). O resultado é apresentado na Figura 7-5.

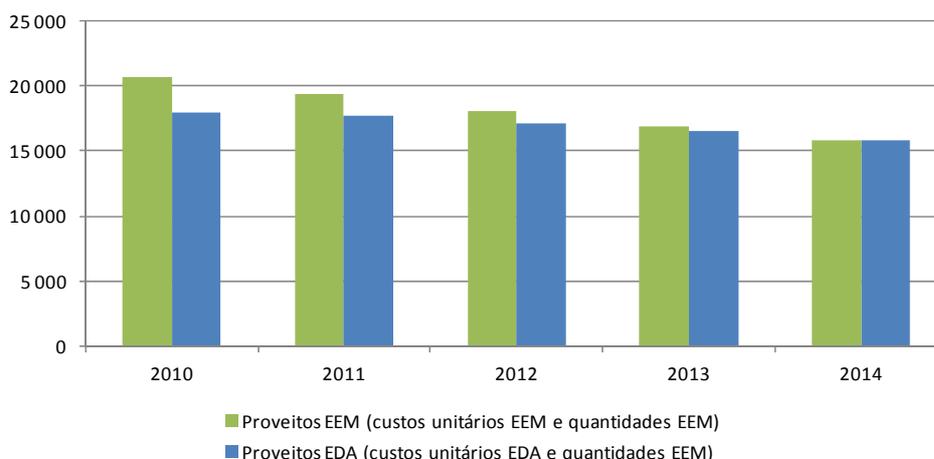
**Figura 7-5 - Comparação dos proveitos da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (valores reais)**



Da observação da figura anterior é possível concluir que existe um diferencial significativo entre os proveitos obtidos pela EEM e pela EDA, para o mesmo nível de atividade, na medida em que a EEM usufrui de custos unitários mais elevados do que a EDA.

Dado o desequilíbrio verificado, a ERSE entende que, até ao final do período regulatório que agora se inicia, os custos unitários por energia das duas Regiões Autónomas se devem aproximar<sup>57</sup>. A figura seguinte apresenta a situação para a qual as duas Regiões Autónomas ficariam numa situação de igualdade relativamente aos seus custos unitários por energia distribuída.

**Figura 7-6 - Comparação dos proveitos da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (cenário de igualdade de proveitos)**

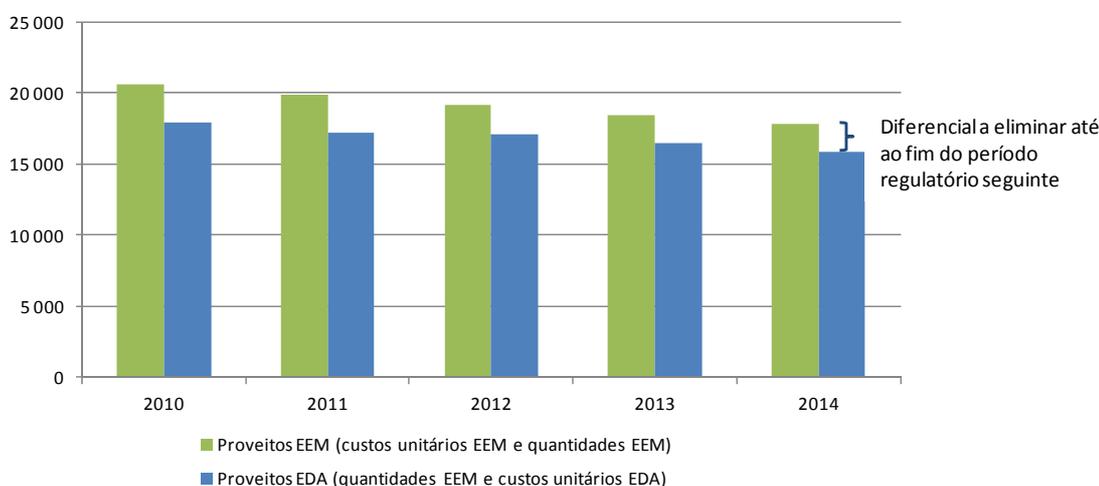


<sup>57</sup> Os custos unitários da EDA, considerados como referência, são detalhados no ponto 6.3.2.

No entanto, esta exigência obrigaria a um esforço considerável por parte da EEM<sup>58</sup>, que a ERSE entende não ser razoável exigir em apenas um período de regulação (3 anos). Desta forma, a ERSE entende que o cumprimento desta meta de eficiência deve ocorrer em dois períodos regulatórios, sendo mais exigente na meta a aplicar no primeiro. Deste modo, o fator de eficiência a aplicar nos anos de 2012, 2013 e 2014 será de 5%.

Face ao exposto, durante o atual período regulatório, os proveitos da EEM já registrarão maior aderência aos proveitos permitidos da EDA, conforme se pode verificar na Figura 7-7.

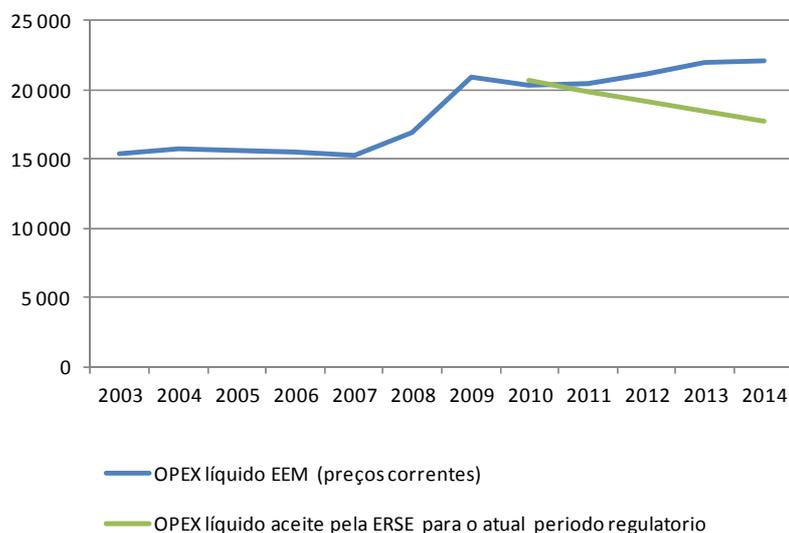
**Figura 7-7 - Comparação dos proveitos da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (cenário ERSE)**



De acordo com a base de custos definida, bem como as metas de eficiência a aplicar, a Figura 7-8 ilustra a comparação entre os valores previstos pela EEM para o atual período regulatório e os valores aceites pela ERSE para o mesmo período.

<sup>58</sup> Eficiência anual aproximada de 8% entre 2011 e 2014.

**Figura 7-8 - Comparação entre o OPEX líquido da EEM e o OPEX líquido aceite pela ERSE para o atual período regulatório (preços correntes)**



### 7.3.3 REPARTIÇÃO ENTRE A COMPONENTE FIXA E A COMPONENTE VARIÁVEL

A evolução dos custos da atividade de DEE está dependente do comportamento do consumo de energia elétrica, bem como do número de clientes. De forma a refletir este efeito, a ERSE decidiu considerar uma ponderação de 50% para uma componente fixa de custos, bem como 50% para uma componente variável. Esta última componente é, por sua vez, repartida em igual proporção (i) em função da energia fornecida (25%), bem como (ii) em função do número médio de clientes (25%).

### 7.3.4 PARÂMETROS ASSOCIADOS À COMPONENTE FIXA E À COMPONENTE VARIÁVEL PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

O cálculo do OPEX líquido da DEE para 2013 e 2014 é dado pela seguinte expressão:

$$\text{Opex líquido}_t = \text{Componente Fixa}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t) + \text{Componente variável com energia}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t) * \text{Energia fornecida}_t + \text{Componente variável com clientes}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t) * \text{Número médio de clientes}_t$$

Neste sentido, foram realizados os seguintes procedimentos:

- A ERSE fez evoluir, para os referidos anos, as componentes variáveis unitárias calculadas para a base de custos de 2012 (conforme detalhado no ponto 7.3.1), com base na inflação dos respetivos anos, deduzida do fator de eficiência definido (5%)<sup>59</sup>.

Recorde-se que a aplicação da inflação e do fator X aos custos unitários variáveis tem como objetivo refletir, para 2013 e 2014, a evolução da atividade da empresa, em função da energia fornecida e do número médio de clientes para o mesmo período.

- Refira-se, ainda, que as componentes variáveis unitárias de 2012, por nível de tensão, foram obtidas em função da estrutura de custos enviada pela empresa para 2012. Deste modo, repartiram-se os custos em cerca de 26% para MT e cerca de 74% para BT.

O Quadro 7-4 apresenta a componente fixa e as componentes variáveis unitárias a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT para o atual período regulatório, de acordo com a base de custos e os fatores de eficiência apurados nos pontos anteriores.

**Quadro 7-4 - Parâmetros da DEE em MT para o atual período regulatório**

	2012	2013	2014
Componente Fixa (em 10 <sup>3</sup> euros)	2 469	2 378	2 290
Componente variável unitária com energia fornecida (euros/KWh)	0,00684	0,00658	0,00634
Energia fornecida (MWh)	180 569	180 569	180 569
Componente variável unitária com clientes (10 <sup>3</sup> euros/cliente)	4,94884	4,76573	4,58940
Número médio de clientes	249	249	249
<b>Opex Líquido MT</b>	<b>4 938</b>	<b>4 756</b>	<b>4 580</b>
<b>Inflação</b>		<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>
<b>Fator X</b>		<b>5%</b>	<b>5%</b>

O Quadro 7-5 apresenta a componente fixa e as componentes variáveis unitárias a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT para o atual período regulatório, de acordo com a base de custos e os fatores de eficiência apurados nos pontos anteriores.

<sup>59</sup> Componente variável unitária  $t =$  Componente variável unitária  $t-1 * (1 + \text{Inflação } t - \text{Fator X } t)$ .

**Quadro 7-5 - Parâmetros da DEE em BT para o atual período regulatório**

	2012	2013	2014
Componente Fixa (em 10 <sup>3</sup> euros)	7 116	6 853	6 599
Componente variável unitária com energia fornecida (euros/KWh)	0,00528	0,00509	0,00490
Energia fornecida (MWh)	673 649	673 649	673 649
Componente variável unitária com clientes (10 <sup>3</sup> euros/cliente)	0,02586	0,02490	0,02398
Número médio de clientes	137 594	137 594	137 594
<b>Opex líquido BT</b>	<b>14 232</b>	<b>13 705</b>	<b>13 198</b>
<b>Inflação</b>		<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>
<b>Fator X</b>		<b>5%</b>	<b>5%</b>

#### 7.4 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme já referido, as alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o novo período regulatório implicaram uma alteração da metodologia de aceitação do OPEX líquido da atividade de CEE, o qual, pese embora continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, incluirá uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos cujo driver é o número médio de clientes (à semelhança do período regulatório precedente) e, ainda, a definição de novas metas de eficiência a aplicar a ambas as componentes de custos.

Neste sentido, os pontos infra apresentam e justificam os parâmetros subjacentes a esta metodologia de regulação para o novo período regulatório, nomeadamente no que respeita à definição da base de custos do OPEX líquido para 2012, bem como às metas de eficiência a aplicar para 2013 e 2014.

##### 7.4.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS A CONSIDERAR

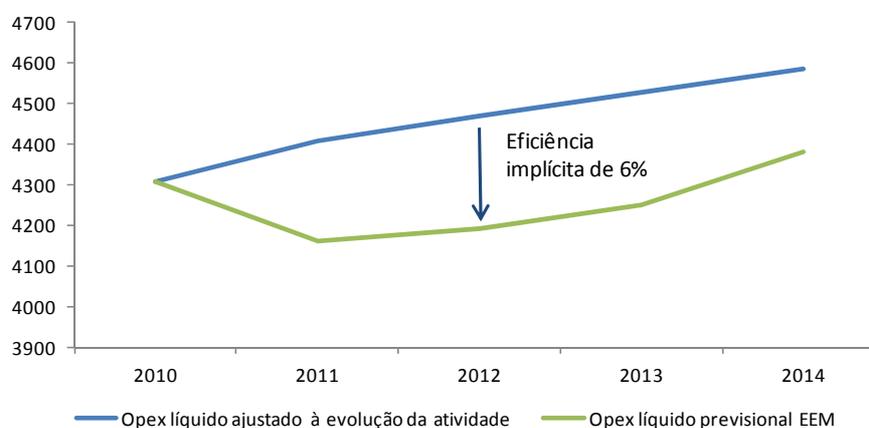
Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2012, no que respeita à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, consideraram-se as seguintes rubricas:

- Materiais diversos;
- Fornecimentos e serviços externos (excluindo os custos com o “*contact center*”);
- Custos com pessoal (exceto indemnizações por despedimento);
- Outros custos (impostos e outros custos operacionais);
- Prestação de serviços;

- Subsídios à exploração;
- Outros proveitos (incluindo, sobretudo, os proveitos suplementares, acrescidos dos outros proveitos operacionais).

A ERSE considerou justificável aceitar como base de custos para 2012 o valor proposto pela empresa para o mesmo ano (4 193 milhares de euros), na medida o valor proposto pela empresa já incorpora, implicitamente, uma meta de eficiência na ordem dos 6%, tendo em consideração a evolução da atividade da empresa (em função do número de clientes), conforme ilustra a Figura 7-9.

**Figura 7-9 - Evolução dos custos da atividade de comercialização de energia elétrica (preços constantes de 2011)**



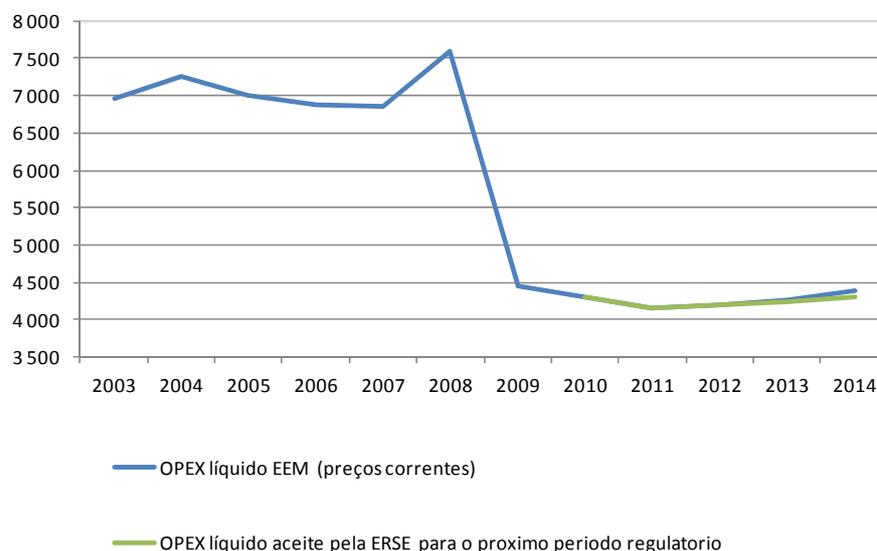
#### 7.4.2 METAS DE EFICIÊNCIA A APLICAR AOS CUSTOS CONTROLÁVEIS

Tendo em consideração que a base de custos para 2012 aceite pela ERSE já contempla uma meta de eficiência implícita na ordem dos 6%, a ERSE optou por não exigir, para a atividade de Comercialização de Energia Elétrica, esforços adicionais aos previstos pela EEM.

Neste sentido, a ERSE decidiu que a base de custos definida para 2012 deverá evoluir, para 2013 e 2014, apenas com base na inflação prevista, isto é, 1,3% para os dois anos (o ponto 7.4.4 detalha os valores apurados).

De acordo com a base de custos definida, bem como as metas de eficiência a aplicar, a Figura 7-10 ilustra a comparação entre os valores previstos pela EEM para o atual período regulatório e os valores aceites pela ERSE para o mesmo período.

**Figura 7-10 - Comparação entre o OPEX líquido da EEM e o OPEX líquido aceite pela ERSE para o próximo atual regulatório (preços correntes)**



#### 7.4.3 REPARTIÇÃO ENTRE A COMPONENTE FIXA E A COMPONENTE VARIÁVEL

Os custos da atividade de CEE estão dependentes da evolução do mercado, nomeadamente do número de clientes. Neste sentido, a ERSE decidiu considerar uma ponderação de 50% para uma componente fixa de custos, bem como 50% para uma componente variável, a qual tem como *driver* de custos o número médio de clientes.

#### 7.4.4 PARÂMETROS ASSOCIADOS À COMPONENTE FIXA E À COMPONENTE VARIÁVEL PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

O cálculo do OPEX líquido da DEE para 2013 e 2014 é dado pela seguinte expressão:

$$\text{Opex líquido}_t = \text{Componente Fixa}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t) + \text{Componente variável com clientes}_{t-1} * (1 + \text{Inflação}_t - X_t) * \text{Número médio de clientes}_t$$

Neste sentido, foram realizados os seguintes procedimentos:

- A base de custos de 2012 foi repartida equitativamente entre componente fixa e variável, conforme já explicado anteriormente.
- A componente variável unitária para 2012 foi calculada em função do número médio de clientes do mesmo ano.

- De 2012 para 2014, a ERSE fez evoluir, anualmente, a componente variável unitária com base na inflação de 2013 e 2014<sup>60</sup>.

A aplicação da inflação aos custos variáveis unitários tem como objetivo refletir, para 2013 e 2014, a evolução da atividade da empresa, em função do número médio de clientes para o mesmo período.

- Refira-se, ainda, que a componente fixa e a componente variável unitária dos custos para 2012, por nível de tensão, foram obtidas em função da estrutura de custos enviada pela empresa para 2012. Deste modo, repartiram-se os custos em 10% para MT e 90% para BT.

O Quadro 7-6 apresenta a componente fixa e as componentes variáveis unitárias a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT para o atual período regulatório, de acordo com a base de custos e os fatores de eficiências apurados nos pontos anteriores.

**Quadro 7-6 - Parâmetros da CEE em MT para o atual período regulatório**

	2012	2013	2014
Componente Fixa (em 10 <sup>3</sup> euros)	210	212	215
Componente variável unitária com clientes (10 <sup>3</sup> euros/cliente)	0,84045	0,85138	0,86245
Número médio de clientes	249	249	249
<b>Opex líquido MT</b>	<b>419</b>	<b>425</b>	<b>430</b>
<b>Inflação</b>		<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>
<b>Fator X</b>		<b>0%</b>	<b>0%</b>

O Quadro 7-7 apresenta a componente fixa e as componentes variáveis unitárias a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT para o atual período regulatório, de acordo com a base de custos e os fatores de eficiência apurados nos pontos anteriores.

<sup>60</sup> Componente variável unitária  $t =$  Componente variável unitária  $t-1 * (1 + \text{Inflação } t)$ .

**Quadro 7-7 - Parâmetros da CEE em BT para o atual período regulatório**

	2012	2013	2014
Componente Fixa (em 10 <sup>3</sup> euros)	1 887	1 912	1 936
Componente variável unitária com clientes (10 <sup>3</sup> euros/cliente)	0,01371	0,01389	0,01407
Número médio de clientes	137 594	137 594	137 594
<b>Opex líquido BT</b>	<b>3 774</b>	<b>3 823</b>	<b>3 873</b>
<b>Inflação</b>		<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>
<b>Fator X</b>		<b>0%</b>	<b>0%</b>

## 8 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL

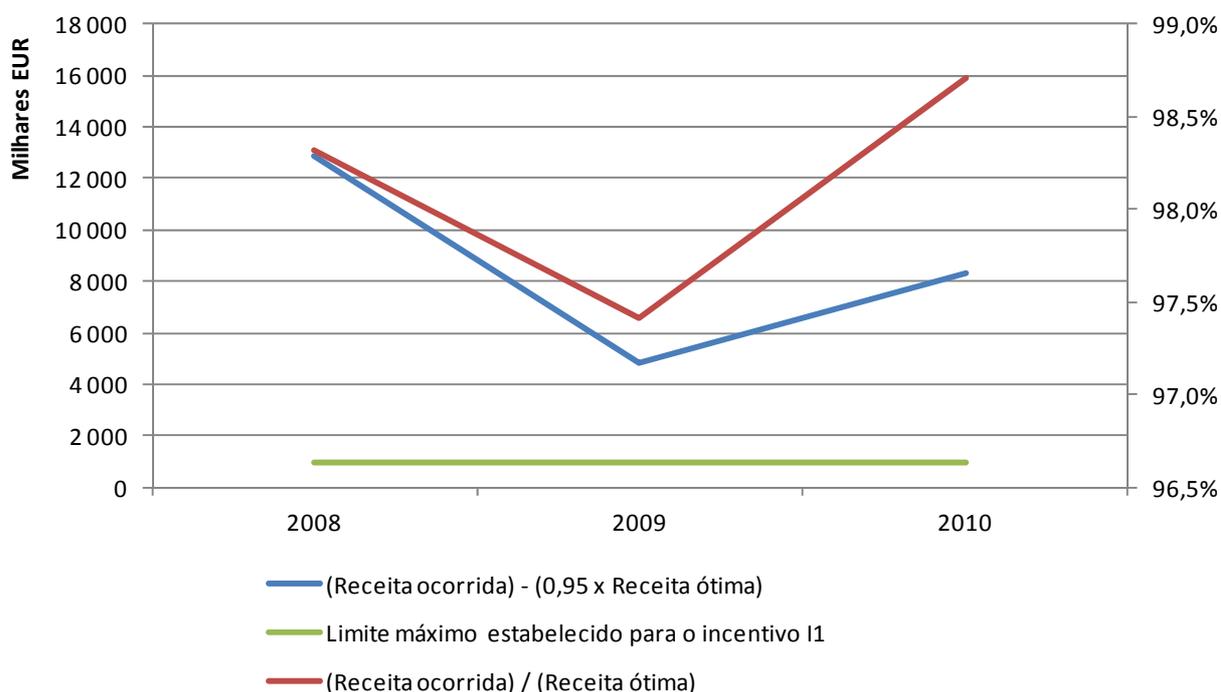
Desde o início da aplicação do despacho n.º 11 210/2008, as condições de funcionamento do mercado que suportaram a sua aplicação alteraram-se significativamente.

Designadamente observou-se uma crescente dificuldade em colocar em mercado as centrais térmicas a carvão e de ciclo combinado a gás natural. Este facto deveu-se à conjugação de vários fatores:

- Aumento do preço dos combustíveis fósseis, com maior incidência no caso do carvão, que conduziu à alteração da ordem de mérito das centrais térmicas.
- Menor crescimento da procura total e residual (neste caso devido à penetração das renováveis).

No caso do incentivo  $I_1$ , mesmo com estas circunstâncias, não foi atingido o limite de um milhão de euros, mantendo-se o racional que o apoia: a colocação eficiente da Turbogás respeitando o contrato de fornecimento de gás natural.

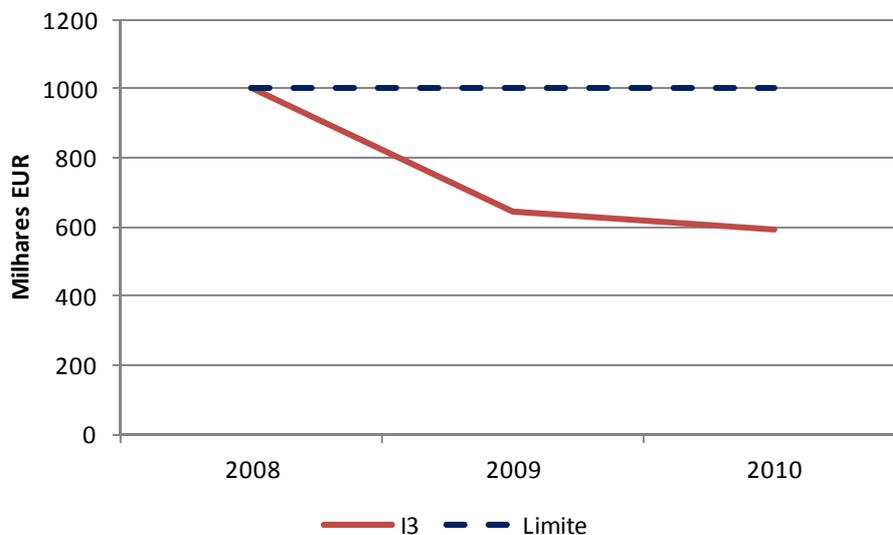
Figura 8-1 - Evolução do incentivo  $I_1$



Fonte: ERSE

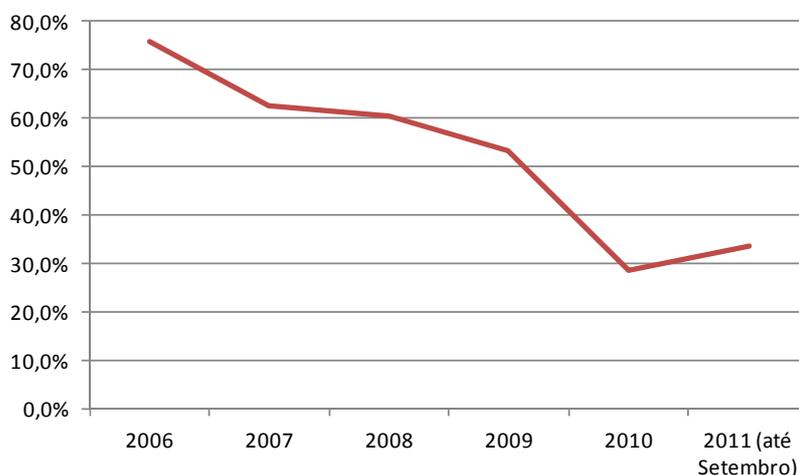
Estas novas circunstâncias tiveram particular incidência no caso do incentivo  $I_3$ , aplicado à central da Tejo Energia, porque este incentivo incide sobre a maximização da receita líquida dos custos variáveis.

**Figura 8-2 - Evolução do incentivo I<sub>3</sub>**



Com o aumento do preço do carvão e maior produção em regime especial, as horas de colocação da central da Tejo Energia diminuíram substancialmente, reduzindo, conseqüentemente, as receitas da central.

**Figura 8-3 - Evolução do fator de utilização da central da Tejo Energia**



Fonte: ERSE com base em dados REN

Adicionalmente, tem-se verificado dificuldades em obter informação fidedigna para apuramento do Incentivo I<sub>2</sub>, levando a que o mesmo não pudesse ser aplicado em 2010.

Face à sua importância para o desempenho do sistema elétrico nacional, importa adaptar o mecanismo de otimização da gestão dos CAE de forma a manter a sua eficácia no quadro atual.

Para esse fim optou-se por:

- Aumentar o montante máximo do incentivo  $I_1$  para 1,5 milhões de euros e o prémio de risco  $\alpha$  para 0,96.
- Eliminar o incentivo  $I_2$ .
- Aumentar o montante máximo do incentivo  $I_3$  para 1,5 milhões de euros e passar o fator  $\delta$  para 2,28%.



**ANEXOS**



**ANEXO I**  
**ARTIGOS CIENTÍFICOS**



# PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2012 A 2014

ANEXO I

Dados bibliográficos			Dados				Função produção utilizada	Inputs considerados no modelo selecionado	Outputs considerados no modelo selecionado	Factores externos considerados que possam influenciar os resultados	Metodologias utilizadas	Principais etapas da análise efectuada	Resultados obtidos e comentários dos autores	Notas	
Título	Autores	Publicação	Objectivo	Origem	Amostra	Período									N.º total de observações
Reference Model and Incentive Regulation of Electricity Distribution Networks: An evolution of Sweden's Network Performance Assessment Model	Jansad T. Politt M.	CPPE 0747 & CPPE 0718 2007	Comparação dos resultados decorrentes da aplicação de metodologias baseadas em custos de referência com outras baseadas na definição de fronteiras eficientes decorrentes de benchmarking	Este não é um trabalho empírico. Este trabalho compara os modelos de engenharia de uma forma geral (combate com maior linha de dados ao caso Suécia, estes modelos são igualmente aplicados na DEE em Espanha e no Chile), com os modelos de fronteiras eficientes	Função baseada na densidade (em linhas por cliente), para cada nível de tensão	Nos modelos de engenharia, fatores considerados variáveis externas. Isto, como relacionados com a densidade não são incorporados nos Outputs. No caso particular do modelo Suécia, são incluídos o número de consumidores, os respectivos níveis de tensão a que estão ligados, bem como as coordenadas geográficas dos consumidores.	Para além dos custos de eficiência para uma rede, teoria em condições pré-especificadas, os modelos têm os seguintes outputs, que lhes estão associados: linhas de back-up, transformadores de back-up, custo dos terrenos para transformadores, perdas e custos de interrupção, dimensão da rede por ponto de abastecimento, n.º de transformadores, capacidade dos transformadores, densidade para quilómetros de linha e n.º de transformadores.	Nos modelos que definem fronteiras eficientes, os inputs não são diferenciados dos factores externos. Exemplo: a densidade a um input e não um factor externo	Nos modelos que definem fronteiras eficientes, a metodologia usada é uma metodologia de engenharia utilizada para desenvolver um modelo económico, baseada num conjunto de informação técnica e económica de referência. É utilizada informação das coordenadas geográficas relativas a todos os consumidores para cada companhia, bem como outras informações (consumidores, energia potencial). O modelo cria uma rede de eficiência que considera também as obrigações legais e técnicas. Este modelo resulta na caracterização técnica de referência da rede para as características referidas e posterior custeio com base em dados técnicos.	Este não é um trabalho empírico, mas sim uma comparação entre dois tipos de modelos: 1) O modelo é mais rígido e adapta-se menos a alterações de circunstâncias. 2) Os resultados do modelo estão muito dependentes das pressupostas definições de dados (pouco países, transporte de energia), para a definição de novos custos de investimento e finalmente para países em desenvolvimento com poucos dados.	Os autores consideram que esta metodologia não deverá ser utilizada como base, devendo ser acompanhada de metodologias de definição de fronteiras eficientes. Mas, sempre que há limitações de dados (pouco países, transporte de energia), para a definição de novos custos de investimento e finalmente para países em desenvolvimento com poucos dados.				
Explanatory Notes to the System Charges Order 2006	Energy Control Commission (ECC) e Energy Control Ltd (E-Control)		Parâmetros regulatórios	Define as metas de física com base num benchmark de literatura e práticas internacionais								Como os valores ajustados de crescimento da produtividade anual situavam-se entre 0% e 3,9%, aplicaram o valor médio de 1,95%			
Benchmarking and regulation in the electricity distribution sector	Mehdi Farid Avarillo Fetz Massimo Pignatelli	CPPE Working Paper No. 54 (2007)	Focando-se em modelos de fronteira paramétrica, este trabalho apresenta duas abordagens alternativas que poderiam ser usadas para melhorar a fiabilidade dos métodos de benchmarking	Suiza	59 distribuidoras de energia elétrica	Dados não disponíveis. Este paper é um resumo da componente teórica de outro paper.	Custo total	Dados não disponíveis. Este paper é um resumo da componente teórica de outro paper.		3 modelos diferentes de Panel data (dois tradicionais e um que distingue os efeitos heterogêneos não os tornando aleatórios ao longo do tempo, mas sim constantes, este último é uma extensão do SPA ao Panel Data)	Dados não disponíveis. Este paper é um resumo da componente teórica de outro paper.	Quando aplicados os dois primeiros métodos de panel data os resultados para eficiência média são cerca de 18 %. Quando aplicado o último método os resultados são de 4%. Conclusões: 1) Os resultados obtidos a partir de benchmarking sobre a eficiência não devem ser usados de uma forma mecânica na implementação de metodologia do tipo price cap. 2) A metodologia do tipo Panel Data Frontier Model poder ser utilizada para um horizonte de 1 ano de finit que a evolução do nível de eficiência. 3) Qualquer análise de benchmarking deve ser flexível e aberta, por exemplo, à consideração de variáveis adicionais relativas às características das empresas			
Regulation and Measuring Cost-Efficiency with Panel Data Models Application to Electricity Distribution Utilities	Mehdi Farid Massimo Pignatelli	Review of Industrial Organization 25: 1-45, 2004.	Definição do nível médio de eficiência	Suiza	59 distribuidoras de energia elétrica	1988-1996	360	Cobb-Douglas com função total de custos	Custos com capital trabalho e energia adaptada	Energia distribuída em kWh	Fator de potência (fólio entre a ponta e a potência média), Área de atuação e o número de consumidores	COLS + Panel Data (3 variantes)	1) Recolha de dados e tratamento estatístico dos dados 2) Aplicação dos modelos 3) Cruzamento dos resultados por modelos 4) Utilização dos modelos para previsões	O valor médio da ineficiência situa-se entre 15% e 35% O modelo de Panel Data com efeito fixo (fixed effect) sobreestima resultados	
Analysis of German Electricity Distribution Utilities - Non-Parametric and a Parametric Test	C. von Hirschhausen, A. Cullmann, e A.S. Kappeler	Efficiency Analysis Working Papers WP-EA-01, 2004	Estimar a eficiência das empresas de distribuição de energia eléctrica na Alemanha	Alemanha	307 distribuidoras de energia elétrica	2001	307	Translog	Trabalhadores, dimensão da rede, pontos, perdas	Vendas de energia elétrica, n.º de consumidores	Densidade, situação geográfica (Este ou Oeste da Alemanha), tipo de consumidores (industriais + residenciais), tipo de linha (subterrâneas + aéreas)	DEA, SFA	1) Definição das variáveis e recolha de dados 2) Aplicação dos modelos 3) Cruzamento dos resultados com as diferenças estruturais apontadas 4) Cruzamento das correlações entre resultados	O valor médio de eficiência situa-se entre 65 e 70%. Independentemente dos modelos. O modelo de DEA apresenta ser robusto.	Houve várias conclusões não esperadas. Desigualmente as empresas do leste europeu apresentaram resultados melhores, o efeito escala não é significativo, nem a ponta.
International benchmarking in Electricity Distribution: a comparison of french and german utilities	Cullmann Astrid Christophe Helene Piaget Marie-Anne	DW Berlin, Discussion Papers (October 2008)	Aplicando 2 abordagens paramétricas (SFA e COLS) avaliam o desempenho relativo de empresas de distribuição (SFA francesas e 77 alemãs) que operam em áreas estruturais de mercado diferentes	Alemanha França	77 empresas 99 empresas	2001 2003	268.000 GWh & 1 bilhão de clientes 315.000 GWh & 3,1 milhões de clientes	Cobb-Douglas com função total de custos	O modelo usa o número de empregados como proxy para o trabalho e o comprimento da rede como proxy para o capital	Unidades vendidas e número de clientes	As variações e extensões ao modelo base apresentam uma análise de efeitos de diferentes características das áreas de distribuição	COLS e SFA		As empresas que operam nos centros urbanos apresentam maior nível de eficiência e o investimento em cabos subterrâneos aumenta a eficiência técnica das empresas de distribuição. Embora esta conclusão não seja aplicável diretamente ao processo de regulação, conclui-se que, em média, as distribuidoras francesas parecem ser mais eficientes.	
Incentive Regulation and the Role of Convexity in Benchmarking Electricity Distribution: Economists versus Engineers	Gilab Yagci Emil Kerstens Kristiaan	October 2007	Mostrar o potencial impacto da especificação de uma produção tecnológica convexa no estabelecimento de custos mínimos comparando com o uso de uma tecnologia não convexa quando se faz o benchmarking de distribuidores de electricidade	Espanha	9 distribuidoras em que 4 operam em uma ou mais das 47 províncias espanholas Ideal: rede desenhada por consumidores	1996	58 distribution/province observations	Função de custo estimada com base numa tecnologia não convexa e outra baseada numa tecnologia convexa	5: (i) BT, (ii) MT, (iii) AT linha e subestações de transformação de AT para (iv) MT e de (v) MT para BT	5: Consumidores de electricidade em (i) BT, (ii) MT e AT, (iii) energia distribuída em BT, MT e AT, (iv) segurança do abastecimento.	O desajustamento é medido em termos dos custos operacionais incorridos para responder à procura de electricidade e o objectivo é perceber qual a performance na rede existente e verificar a performance de uma rede ideal. O custo diferencial entre as 2 redes é decomposto em 3 componentes para identificar as fontes: o diferencial do desenho da rede, o diferencial do preço de entrada, o diferencial da eficiência dos custos.	não paramétricos	Fornece alguma evidência sobre a natureza não convexa da distribuição de electricidade através da descrição da forma como isto e como idealmente deveriam ser construídas as redes. As estimativas de custo diferem substancialmente de acordo com os testes estatísticos não paramétricos. Estes resultados podem eventualmente levar à reconsideração da suposição de convexidade aplicada à análise da produção em geral e o seu uso na prática regulatória em particular. Algumas das consequências desta tipo de especificação no benchmarking regulatório são bastante fáceis de antever: a procura no benchmarking em termos de tamanhos de amostras tornam-se mais difíceis quando se opta por abordagens não convexas, pode-se tornar bem mais difícil de manipular pequenos regulatórios baseados numa fronteira desde que o impacto de cada observação na fronteira é mais pequeno no caso da não convexa.		

# PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2012 A 2014

ANEXO I

Dados bibliográficos			Dados				Função produção utilizadas	Inputs considerados no modelo selecionado	Outputs considerados no modelo selecionado	Factores externos considerados que possam influenciar os resultados	Metodologias utilizadas	Principais etapas da análise efectuada	Resultados obtidos e comentários dos autores	Notas
Título	Autores	Publicação	Objectivo	Origem	Amostra	Período								
Effects of benchmarking of electricity distribution companies in nordic countries - comparison between different benchmarking methods	Honkapuro Samuli Lassila Juha Viikari Saku Taitanen Riitta Partanen Jarmo	2004	Este paper descreve os diferentes métodos de benchmarking utilizados no benchmarking feito às empresas de distribuição na Finlândia, Suécia e Noruega. DEA é usado na Noruega e na Finlândia e NPAM é usado na Suécia. O principal objectivo é a comparação destes 2 modelos diferentes.	Finlândia	Noruega	2000-2001	2000-2001	Finlândia: energia entregue; qualidade da potência Noruega: Activos de rede, tempo de interrupção, perdas de rede, OPEX, Número de "man-labour years"	Finlândia: energia entregue; qualidade da potência Noruega: Número de clientes, energia entregue	Factores ambientais Finlândia: comprimento da rede e número de consumidores Noruega: comprimento da rede e tempo de interrupção normalizado	Finlândia: A ideia original era que os resultados do benchmarking tivessem um efeito directo para a redução razoável de custos. Debe ser identificadas algumas imperfeições no cálculo do DEA. Foi incluído um erro marginal de 0,1 ao requisito de eficiência. Reasonable Costs = (DEA-score + 0,1)*OPEX Noruega: Diferentes perfis de custos dos activos para diferentes redes influenciam os valores contabilísticos das empresas. Portanto, o IVE decidiu usar duas variáveis diferentes de benchmarking, um com os valores contabilísticos e outro com valores de substituição. O factor X utilizado foi escolhido com base no resultado favorável para cada empresa. Suécia: A STEM comparou a receita da empresa com o desempenho da rede e essa relação é chamada Relative Billing Ratio. Se essa relação é superior a 1, a empresa sobretaxa os seus clientes. A STEM está a utilizar este método NPAM para descrever algumas empresas para as quais esta relação é relativamente alta. Este estudo não foi investigado de perto.	O benchmarking de empresas de distribuição de energia eléctrica é muito difícil devido à grande variação dos ambientes operacionais. A eficiência exacta de cada empresa não pode ser alcançada com qualquer método de benchmarking. Portanto, resultados de benchmarking devem ser utilizados pelo regulador com cuidado. Os requisitos de eficiência devem ser razoáveis sob o ponto de vista de qualquer grupo de interesse. Níveis de custos razoáveis devem fornecer às empresas os incentivos suficientes para manutenção e desenvolvimento da rede. O constante desenvolvimento da rede é a única forma de manter um bom nível de qualidade do serviço. Do ponto de vista dos clientes, a eficiência na distribuição de energia eléctrica significa qualidade do serviço a um preço baixo. O preço e a segurança do abastecimento deve ser equilibrados para obter uma solução sócio-economia óptima.		
Use of benchmarking methods in Europe in the electricity distribution sector	Marie-Anne PLAGNET		O objectivo deste trabalho é fornecer uma visão dinâmica e exaustiva sobre as práticas dos Reguladores Europeus sobre benchmarking. Jamab e Pullitt (2001) fizeram uma pesquisa similar em 2000. No entanto, passados cinco anos, os reguladores mudaram algumas das suas práticas, em particular, no que respeita à regulação da distribuição.			2005							Os reguladores europeus utilizam os métodos de benchmarking cada vez mais frequentemente, o método DEA foi o que mais se espalhou em comparação com os métodos paramétricos como COLS e a construção de redes fictícias (este último método foi mantido apenas por dois países: Suécia e Espanha). No entanto, os reguladores devem usar os resultados dos benchmarkings com cautela. As pontuações obtidas via benchmarking não podem ser directamente transportadas para a definição das tarifas da distribuição. No verdade, por causa dos problemas de robustez (os resultados são muito variáveis de acordo com a escolha do método e as variáveis) estas análises são frequentemente utilizadas como uma primeira fase da negociação de tarifas e depois de benchmarking são usados pelos reguladores para localizar os distribuidores menos eficientes. Durante uma segunda fase da determinação das tarifas, os desempenhos destes distribuidores devem ser analisados mais profundamente.	
Benchmarking and firm heterogeneity: a latent class analysis for German Electricity distribution companies	Cullmann, Astrid	Springer-Verlag 2010	Este paper mostra como desambiguar a heterogeneidade da Ineficiência num país, utilizando um modelo de classe latente para as fronteiras estatísticas.	Alemanha		2001-2005	2001-2005	Cobb-Douglas distance function Trabalho (é estimado através do número de trabalhadores) e tamanho da rede (capacidade, tamanho das linhas de electricidade)	Unidades entregues (quantidade anual de energia entregue a todos os clientes finais) e número de clientes (soma de todos os clientes, domésticos, industriais e outros)	Foram incluídas variáveis como detriminantes para o cálculo das probabilidades das classes latentes no sentido de perceber se tem informação útil para a classificação da amostra.	Na comparação da eficiência entre as empresas, muitas vezes assume-se que elas operam sob a mesma tecnologia de produção, e desta forma, os factores que não são observados podem ser interpretados como ineficiência. De forma a evitar esta especificação incorrecta foi observado que na prática regulatória, a estimativa é frequentemente realizada em duas fases. Primeiro, as observações são classificadas em alguns grupos assumindo a priori que operam em condições distintas. Depois são realizadas análises para cada sub-grupo da amostra. Este artigo mostra como desambiguar a heterogeneidade da Ineficiência num país, utilizando um modelo de classe latente para as fronteiras estatísticas. Dentro deste enquadramento a classificação não é baseada num critério de separação prévia da amostra e por isso os resultados são mais robustos e estatisticamente significativos. No modelo de classes latentes as heterogeneidades específicas de cada de cada empresa são tidas em conta pelo parâmetro de heterogeneidade que identifica as diferentes tecnologias das empresas.	Este artigo mostra que este modelo poderá e em parte resolver o problema da heterogeneidade inobservada. Os resultados empíricos sugerem que este modelo é capaz de ter em conta a facção dos distribuidores maiores operarem em condições tecnológicas diferentes dos distribuidores mais pequenos. Este modelo representa uma alternativa promissora à tradicional abordagem em dois passos. Concluiu-se que a escolha de distância Cobb-Douglas é um ajuste razoável para os dados observados e que as elasticidades dos inputs e outputs estimados têm correcto sinal e magnitude. Na determinação dos rendimentos à escala observou-se que a especificação de classe latente pode diferenciar os grandes dos pequenos distribuidores; no modelo de classe latente os coeficientes estimados indicam que os grandes distribuidores operam sob rendimentos constantes à escala e os mais pequenos sob rendimentos crescentes à escala. Comparando os resultados obtidos por intermédio do modelo de classe latente e do modelo TR (True Random Effects) pode-se concluir que, quando se assumem diferentes tecnologias pela captura do parâmetro de heterogeneidade obtém-se diferentes resultados para a estimativa de eficiência individual. Os resultados podem ser utilizados como um instrumento adicional para reduzir a assimetria de informação entre o regulador e as empresas reguladas.		
Formative evaluation of electricity distribution utilities using data envelopment analysis	S P Santos C A F Amado J R Rosado	Journal of the Operational Research Society 62, 1295-1329 (July 2011)	Paper preocupado com uma análise para além do DEA. Em anexo é apresentado uma série de estudos onde se estudou a eficiência utilizando o DEA pormentando os inputs e os outputs utilizados pelos autores.					Transitem a ideia de que não existe um consenso a nível literário. VER NO ANEXO Itagem de acordo com autores	VER NO ANEXO Itagem de acordo com autores					
Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies	Tu, W, Ismail Y e Pullitt M (2009)	Energy Policy 37: 4177-4188					11 distribuidoras no Reino Unido	1) número clientes minutos perdidos cliente 2) custos operacionais 3) custos totais	1) numero clientes 2) energia entregue		DEA			

**ANEXO II**

**RESUMO DO ESTUDO “*BENCHMARKING DSOs*”**

**ELABORADO PELO REGULADOR CHECO, COM A PARTICIPAÇÃO DA ERSE**



# 1 SUMÁRIO EXECUTIVO

## 1.1 REGULAÇÃO NA REPÚBLICA CHECA

A autoridade de regulação de Energia (ERÚ) foi criada em 2000 na República Checa através da referida "Lei de Energia". A ERÚ estabelece os métodos de regulação nas indústrias de energia e os procedimentos para o controle de preços. O terceiro período regulatório está atualmente a ocorrer. Este período iniciou-se a 1 de janeiro de 2010 e terminará a 31 de dezembro de 2014. Para este período, foi escolhido o método do tipo *revenue cap*. Nesse quadro, a ERÚ decidiu realizar uma análise comparativa (*benchmarking*), para determinar o nível de eficiência objetivo de cada empresa regulada a atingir. Atualmente, a República Checa tem três empresas regionais de distribuição de eletricidade, havendo neste caso apenas uma empresa municipal, e seis empresas de distribuição de gás, sendo uma dessas empresas uma empresa exclusivamente municipal. Como a amostra é pequena, o regulador optou por proceder a análise comparativa, recorrendo a DSOs estrangeiros. O principal objetivo do projeto é a validação de metodologias e não a determinação dos fatores de eficiência para o quarto período regulatório (2015-2019).

### 1.1.1 SELEÇÃO DE PAÍSES PARA A ANÁLISE COMPARATIVA

A ERÚ procurou identificar um certo número de DSOs comparáveis entre determinados países. Dois critérios de avaliação foram adotados na seleção de países. Primeiro, houve a necessidade de assegurar a comparabilidade do quadro regulamentar e, portanto, países que usam modelos de custos de referência e que aplicam uma regulação de tipo por custos aceites foram eliminados do exercício.

Assim, apenas foram selecionados os países que aplicam metodologias próximas do *Yardstick competition* e métodos de regulação do tipo *Price Cap*. Outro critério complementar foi a avaliação de diferenças significativas no clima e nas tecnologias utilizadas. Por esta razão, todos os países nórdicos foram excluídos. A Alemanha participou posteriormente, fornecendo dados para duas empresas de distribuição de gás natural. No entanto, os dados refletiam o ano de 2006, tendo estas empresas sido por isso excluídas do *benchmarking*. Desse processo, resultou que os seguintes países participaram no projeto: Áustria, República Checa, Estónia, Hungria, Irlanda, Lituânia, Países Baixos, Polónia, Portugal, Eslováquia e o Reino Unido.

**Figura 1-1 - Países que participam no projeto - eletricidade**



**Figura 1-2 - Países que participaram no projeto - gás**



#### 1.1.1.1 METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO POR PAÍSES

A maioria dos países que participam no projeto de *benchmarking* aplica uma regulação por incentivos do tipo *revenue cap*. A Eslováquia, que introduziu uma regulação do tipo *price cap*, é a única exceção.

De um modo geral, os reguladores subdividem os resultados obtidos com a análise do *benchmarking* em dois fatores. Um primeiro aplicado ao nível de ineficiência de todas as empresas, como fator de mudança de fronteira (*frontier shift*), e um segundo fator aplicado a cada empresa separadamente.

## **ÁUSTRIA**

A regulação por incentivos foi introduzida em janeiro de 2006 no setor elétrico, onde o período regulatório estende-se por 4 anos. No caso do setor do gás natural, o período regulatório dura igualmente 4 anos e iniciou-se em 2008. Os fatores de eficiência (para a indústria e individuais) são aplicados à totalidade dos rendimentos, que por sua vez variam com a taxa de inflação e com o nível de consumo.

## **REPÚBLICA CHECA**

Os períodos regulatórios têm a mesma duração, 4 anos, no setor elétrico e no gás natural, sendo que o atual período iniciou-se em 2010 em ambos os setores. O fator X é aplicado apenas ao OPEX em ambos os casos, sendo que o nível de OPEX varia com o nível de atividade.

## **ESTÓNIA**

Não é claro como é aplicado o fator de eficiência. O período regulatório iniciou-se em 2009 e durará até 2013.

## **HUNGRIA**

Os períodos regulatórios têm duração de 4 anos, tendo-se iniciado em 2009, no caso do gás natural, e em 2010 no caso do setor elétrico. O fator de eficiência é aplicado à globalidade dos rendimentos tanto no caso do gás natural, como no caso do setor elétrico. Neste último caso, é acrescentado um fator para a qualidade de serviço.

## **IRLANDA**

À data do estudo, o período regulatório estava a terminar (2006-2010), sendo que o novo período iniciaria-se em 2011, quatro anos. O fator de eficiência não é diretamente aplicado aos rendimentos das empresas, sendo incorporado num conjunto de incentivos/penalidades cujo impacto é limitado face ao nível dos proveitos aceites.

## **LITUÂNIA**

O período de regulação tem a duração de 3 anos e termina em 2013. Não é claro como é aplicado o fator de eficiência.

## **PAÍSES BAIXOS**

Tanto no caso do setor elétrico, como no caso do setor do gás natural, o período de regulação tem a duração de 3 anos e termina em 2013. Os proveitos permitidos são definidos em várias etapas:

1. Todos os 3 anos os custos objetivos são definidos para todos os distribuidores, tendo em conta ganhos de produtividade definidos para o OPEX e para o CAPEX.
2. Posteriormente, é definido o nível de proveitos permitido para cada distribuidor para um período de 3 anos.
3. A partir deste nível é definido o nível inicial de proveitos e o fator de eficiência por distribuidor.
4. Posteriormente, são definidos os proveitos permitidos por distribuidor para cada ano do período regulatório.

Nesse exercício, é igualmente considerado um fator relacionada com a qualidade de serviço.

## **POLÓNIA**

O período de regulação dura entre 2011 e 2013. Não é claro como é aplicado o fator de eficiência.

## **PORTUGAL**

Os períodos regulatórios são desfasados no setor elétrico e do gás natural, com uma duração de três anos em cada setor. Em 2011, é aplicada no setor elétrico ao conjunto dos proveitos uma regulação por incentivos (eficiência, qualidade de serviço, etc.), com metas de eficiência, , sendo que no caso do setor do gás natural, as metas de eficiência são aplicadas diretamente ao OPEX.

## **ESLOVÁQUIA**

Na Eslováquia é aplicada uma regulação do tipo *price cap* "puro", sendo que o período de regulação é de 3 anos. O atual período termina em 2011.

## **REINO UNIDO**

O período de regulação tem a duração de 4 anos no setor elétrico e vigora entre 2011 e 2015, sendo que no setor do gás natural, o período de regulação tem a duração de 5 anos e está compreendido entre 2008 e 2013.

Tanto no caso do setor elétrico como no caso do setor do gás natural são aplicadas regulações por incentivos. No caso do setor elétrico, para além do incentivo à eficiência económica, a regulação

contempla incentivos à qualidade de serviço, às perdas e à inovação. Os efeitos positivos das fusões na diminuição dos custos também foram considerados. No caso do setor do gás natural, esse último efeito também é contemplado. Porém, para este setor foram considerados outros fatores, designadamente os ganhos de escala (por pontos de distribuição), bem como os decorrentes da substituição entre CAPEX e OPEX.

### 1.1.2 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS DE DISTRIBUIÇÃO (G1)

Os custos de exploração são um dos parâmetros de *input* dos modelos. Dessa forma, é importante perceber que atividades são desenvolvidas pelos DSO's, uma vez que as mesmas condicionam o nível de custos incorrido pelas empresas distribuidoras. As atividades questionadas foram:

- medição e leitura,
- despacho da distribuição,
- balanço do sistema,
- ligação à rede e
- gestão das energias renováveis e ou/outras fontes.

Nas figuras seguintes apresentam-se os resultados obtidos por setor para as questões colocadas.

Figura 1-3 – Atividades desenvolvidas no setor elétrico

G1 ELECTRICITY	Metering and meter reading		Dispatch control		Balancing		Connecting to grid		Support for the management of renewable and/or combined sources	
	Country	x	Comment	x	Comment	x	Comment	x	Comment	x
Austria	Yes	-	Yes	-	No	-	Yes	-	No	-
Czech Republic	Yes	-	Yes	-	No	-	Yes	-	Yes	-
Estonia	Unfilled	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-
Hungary	Yes	-	Yes	partly	No	-	Yes	-	Yes	-
Ireland	Yes	-	No	The TSO is responsible for all dispatch decisions although the DSO issues some of the dispatch instructions to generators.	No	-	Yes	DSO issues connection offers for connection to the distribution system	Yes	-
Lithuania	Unfilled	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-
Netherlands	Yes	-	Yes	-	No	-	Yes	-	No	-
Poland	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	Partly (in preferable connection charges)
Portugal	Yes	-	Yes	Dispatch control only for the distribution network, under 60 kV	No	-	Yes	-	No	This task is performed by the last resort supplier
United Kingdom	No	This activity is competitive, DSOs have some legacy responsibilities	Yes	-	No	-	Yes	-	No	-

Figura 1-4 - Atividades desenvolvidas no setor de gás natural

G1 GAS	Metering		Dispatch control		Balancing		Connecting to grid		Support for the management of renewable and/or combined sources	
	Country	x	Comment	x	Comment	x	Comment	x	Comment	x
Czech Republic	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-
Estonia	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-	No	-
Hungary	Yes	-	No	-	No	-	Yes	-	No	-
Netherlands	Yes	-	Yes	-	No	-	Yes	-	No	-
Poland	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-
Portugal	Yes	-	Yes	Dispatch control only for the distribution network	No	-	Yes	-	No	-
Slovakia	Yes	-	Yes	-	Yes	-	Yes	-	No	-
United Kingdom	Unfilled	DSOs have responsibility for reading the meters they supply themselves, but this activity is competitive	Yes	-	No	-	Yes	-	No	DSOs have responsibility for supporting equipment they supply themselves, but this activity is competitive

Pela análise das figuras anteriores é possível verificar que as empresas distribuidoras presentes no estudo não são totalmente comparáveis em termos de tipo de serviço que prestam. Em teoria, apenas as empresas que desenvolvessem o mesmo tipo de atividades é que deveriam ser utilizadas no *benchmarking*. No entanto, isso reduziria bastante a amostra. Uma possível abordagem seria estimar o custo das atividades não desenvolvidas pelos DSO's e assim tornar comparável o OPEX.

No setor elétrico, tanto os DSO's da República Checa, como da Estónia, Hungria, Lituânia e Polónia desenvolvem todas as atividades em questão. No setor do gás natural, para além da República Checa apenas no caso da Polónia os DSO's realizam todas as atividades mencionadas.

### 1.1.3 QUALIDADE DE SERVIÇO (G2)

A qualidade de serviço é normalmente incluída no conjunto dos incentivos regulatórios. Os incentivos à qualidade de serviço são incluídos na regulação do setor elétrico de 6 países – Hungria, Irlanda, Lituânia, Holanda, Portugal e Reino Unido. No setor do gás natural, apenas dois reguladores têm o incentivo – Polónia e Reino Unido.

**Quadro 1-1 - Qualidade de serviço no setor elétrico**

G2 ELECTRICITY	Do reported / evaluated quality parameters affect the level of allowed revenues / prices?	
	x	Comment
Country		
Austria	No	-
Czech Republic	No	-
Estonia	No	-
Hungary	Yes	-
Ireland	Yes	SAIFI and SAIDI levels are incentivised
Lithuania	Yes	-
Netherlands	Yes	-
Poland	No	-
Portugal	Yes	Quality of service incentive
United Kingdom	Yes	We have several quality of service incentive schemes

**Quadro 1-2 - Qualidade de serviço no setor do gás natural**

G2 GAS	Do reported / evaluated quality parameters affect the level of allowed revenues / prices?	
	x	Comment
Country		
Czech Republic	No	-
Estonia	No	-
Hungary	Unfilled	-
Netherlands	No	-
Poland	Yes	-
Portugal	No	-
Slovakia	No	-
United Kingdom	Yes	-

### 1.1.4 PONTOS DE LIGAÇÃO (G3-G6)

Os pontos de ligação podem ser financiados de três formas. Num primeiro caso, o DSO constroi o ponto de ligação, inclui-o na base de ativos a remunerar, implicando que o DSO incorra em custos. Nesta hipótese, o DSO inclui os pontos de ligação nos dados físicos. Uma segunda opção consiste na empresa

incorrer em custos mas não os considerar como ativos e, desta forma, não os incluir nos dados físicos. Numa última hipótese, os custos com os pontos de ligação são totalmente pagos pelos consumidores, pelo que não são incluídos nos ativos nem a empresa incorre em custos.

Da análise efetuada pelo regulador checo, não existe nenhum DSO que incorra em custos e não os inclua os dados técnicos. De acordo com o regulador checo fica excluída a condição que poderia ter maior efeito nos resultados do *benchmarking*. A percentagem paga por outros intervenientes (sem ser os DSO's) é diferente entre os diversos países, pelo que é necessário ter este aspeto em consideração aquando da interpretação dos resultados do *benchmarking*.

### 1.1.5 ATIVOS (D1-D6)

Relativamente aos ativos, o regulador checo preocupou-se com a sua propriedade e a forma de contabilização dos mesmos. Os ativos operacionais são um dos parâmetros de regulação mais importantes e nem sempre são facilmente detetáveis nos relatórios financeiros.

A questão principal para o regulador checo passou por identificar se o DSO era o proprietário dos ativos tangíveis e intangíveis de rede. Das respostas recebidas, apenas dois países não são proprietários dos ativos operacionais – Irlanda e Áustria. No setor do gás natural, apenas a Estónia não detém a propriedade do referido tipo de ativos.

#### PROPRIEDADE

Para as empresas que não são detentoras deste tipo de ativos, é necessário estimar o impacto desta situação na forma de contabilização dos ativos. Para tal, foram adicionadas três sub-questões no questionário:

- O DSO é responsável pela construção e desenvolvimento da rede?
- O DSO é responsável pela manutenção da rede?
- Os ativos operacionais são adquiridos através de *leasing* financeiro ou operacional?

A combinação das respostas anteriores permitiu identificar a situação específica de cada empresa. Pode ser um modelo operacional – os ativos não estão refletidos na contabilidade, nem pelas IFRS - ou várias combinações ou ainda, uma “locação” de ativos temporária<sup>1</sup> com a entrega dos ativos numa data pré-determinada (os ativos são contabilizados pelas regras das IFRS).

---

<sup>1</sup> Esta expressão resulta de uma tradução literal de “*temporary lease of assets*”

No setor elétrico, duas empresas (irlandesa e austríaca) procederam a um leasing operacional dos seus ativos. No setor do gás natural, a Estónia reportou a mesma situação (leasing operacional – com responsabilidade pela construção, desenvolvimento e manutenção).

## **REINVESTIMENTO**

A metodologia para a contabilização dos reinvestimentos é importante pois permite avaliar potenciais diferenças nos custos operacionais e amortizações enviados pelos reguladores, não podendo esta questão ser alvo de uma harmonização, segundo o regulador checo.

Hipóteses para a contabilização dos reinvestimentos:

- a) Acréscimo – tanto o valor de aquisição como o valor líquido do ativo original são adicionados do valor do reinvestimento e amortizados pelo tempo de vida útil remanescente do ativo original, levando à alteração da taxa de amortização.
- b) Componente de amortização – a forma em que todo o reinvestimento (com exceção das grandes reparações) é considerado como um ativo separado com uma vida útil própria e, conseqüentemente, as amortizações encontram-se claramente identificadas.

A análise dos questionários indica que no setor elétrico as duas opções de contabilização são utilizadas, e é comum que numa mesma empresa existam os dois métodos consoante a tecnologia em causa. No entanto, em termos gerais, a componente de amortização é utilizada mais extensivamente. No setor do gás natural, a situação é semelhante.

## **REAVALIAÇÃO**

A reavaliação e a data da mesma são duas questões importantes tendo em vista a harmonização dos dados recolhidos. A informação requerida pelo regulador foi estruturada em três questões:

- Nos últimos 20 anos houve uma reavaliação dos ativos? (20 anos foi o tempo de vida útil standard reportado pelos reguladores).
- Se sim, o(s) resultado(s) da reavaliação foi(/foram) contabilizado(s)? (se não forem contabilizados, não tem interesse).
- Se sim, qual o ano de reconhecimento na contabilidade dessa reavaliação? (o primeiro ano da contabilização da reavaliação tem um significado essencial).

No setor elétrico, apenas a Áustria não procedeu a uma reavaliação dos seus ativos.

## CONTABILIZAÇÃO DOS CONTADORES

Na contabilização dos contadores, podem acontecer três situações:

- Os contadores de eletricidade/gás não são considerados como ativos mas são contabilizados como custos operacionais do ano;
- Os referidos contadores são contabilizados como ativos e amortizados;
- Os referidos contadores não são nem detidos pelos DSO's, nem refletidos nas contas das empresas.

Os contadores do setor elétrico são por norma contabilizados como ativos. Existe apenas uma empresa que não é proprietária deste tipo de ativos e, por tal, não os contabiliza. Duas empresas consideram os contadores como custos operacionais (é também o caso de todos os DSO da Eslováquia, no entanto estas empresas não foram objeto de *benchmarking*).

Nenhum país integrou os contadores de gás natural nos custos operacionais. A maioria dos DSO contabiliza-os como ativos tangíveis, com exceção de doze empresas (1 da Estónia, 9 holandesas e 2 britânicas) que não são nem proprietárias, nem os contabilizam como ativos.

## FATORES ESPECÍFICOS

Foi dada a possibilidade às entidades reguladoras de mencionarem algum fator específico que pudessem distorcer a sua posição face aos outros países no estudo de benchmark.

No setor elétrico foi mencionado o seguinte:

- Portugal – a distribuição em BT é realizada através de uma concessão;
- Polónia – uma empresa é igualmente detentora da iluminação pública;
- Irlanda – a maioria dos ativos são cabos subterrâneos e extensa rede;
- República Checa – umas das empresas difere bastante das restantes por possuir uma grande concentração de ativos de rede e de cabos subterrâneos;
- Áustria – topologia específica do território licenciado.

No setor do gás natural foi mencionado o seguinte:

- Estónia – contadores com especificidades de operação;
- Holanda – especificidades nos ativos intangíveis e a existência de taxas locais.

## 2 ANÁLISE DOS DADOS

Como referido anteriormente, a determinação dos países que seriam alvo da análise de benchmarking foi efetuada de modo a assegurar a comparabilidade entre estes, tendo sido selecionados apenas os países que recorrem a métodos de regulação por incentivos (*Yardstick* ou IPC-X). Para além disso, assegurou-se a representação de países da Europa Ocidental e do Leste da Europa, excluindo-se os países nórdicos devido às significativas diferenças em termos climáticos e tecnológicos.

A ERÚ, em colaboração com os reguladores nacionais e os DSO's que participaram no estudo, recorreu a informação técnica e financeira, compreendida entre 2007 e 2009. Porém, os dados relativos a 2007 foram retirados porque nem todos os reguladores facultaram os dados relativos a esse ano.

A informação recolhida relativamente à eletricidade foi a seguinte: área abastecida, ponta anual, distribuição de eletricidade por ano, duração média da interrupção de eletricidade, comprimento da rede – subterrânea e aérea, n.º de transformadores, n.º de pontos de entrega a clientes finais e despesas operacionais ajustadas.

Quanto ao gás natural, a informação selecionada foi a seguinte: gasodutos, n.º de pontos de entrega a clientes finais, área abastecida, distribuição de gás anual, perdas na distribuição, despesas operacionais ajustadas.

A informação financeira foi igualmente recolhida para os dois setores, envolvendo custos operacionais (controláveis e não controláveis), amortizações, custo de aquisição dos ativos e seu valor contabilístico, base de ativos regulada e custo de capital (WACC). Para além disso, foi igualmente obtida informação detalhada dos custos relativos a materiais e consumo de energia, serviços, custos com pessoal, impostos e outros encargos, amortizações e outros custos operacionais.

**Quadro 2-1- Informação Seleccionada (2009) - Eletricidade**

Variable	Unit	Mean value	Stand.deviation	Minimum	Maximum
Suplied area	km <sup>2</sup>	20 331	20 346	65	88 944
Annual peak load	MW	2 396	2 251	15	9 114
Annual delivery of electricity	GWh	12 865	11 865	303	44 608
SAIDI	minutes	194	181	3	599
Grid length - cables	km	22 528	23 174	912	106 348
Grid length – overhead lines	km	57 781	75 452	0	333 622
Number of transformers	no	25 378	38 653	453	246 812
Number of end users points	no	1 427 896	1 204 971	31 590	6 119 779
Distribution losses	GWh	861	732	12	3 277
Adjusted operating expenses	thous. CZK	2 873 182	2 772 301	60 958	13 605 120

**Quadro 2-2 - Informação Seleccionada (2009)- Gás**

Variable	Unit	Mean value	Stand.deviation	Minimum	Maximum
Pipelines	km	16 447	15 834	1 757	64 927
Number of end user points	no	884 452	879 837	43 000	4 016 463
Number of transfer points	no	37	137	0	736
Supplied area	km <sup>2</sup>	19 934	24 753	842	86 827
Annual delivery of gas	MWh	22 563 735	25 799 465	1 590 317	115 495 000
Distribution losses	MWh	271 383	287 947	7 347	1 143 605
Adjusted operating expenses	thous. CZK	1 216 995	1 113 935	88 073	4 080 412

Ambos os quadros anteriores indicam que há diferenças significativas entre os valores mínimo e máximo dos parâmetros, na maioria dos dados. O WACC é a única exceção ao não serem identificadas grandes diferenças entre o valor médio e o desvio padrão.

No caso do setor elétrico, na maioria dos casos, o comprimento da rede subterrânea e aérea é inferior a 100 00 km.

No caso do setor do gás natural, o comprimento da rede da maior parte das empresas situa-se entre mil 9 mil km.

A ERÚ definiu um conjunto de rácios, que inclui pelo menos uma das variáveis acima referidas<sup>2</sup>.

Alguns rácios para o setor da eletricidade<sup>3</sup>:

- N.º de pontos de entrega por km<sup>2</sup> de área abastecida;
- Custos por ponto de entrega;
- Custos por km de linhas;
- Custos por transformador.

No caso do setor do gás natural, as variáveis escolhidas foram<sup>4</sup>:

- Custos por km gasodutos;
- Comprimento de gasodutos por km<sup>2</sup> de área abastecida;
- Custos com ponto de entrega a cliente final.

#### **COMPARABILIDADE DA INFORMAÇÃO TÉCNICA**

No setor da eletricidade existem diferenças entre os países em termos de classificação do nível de tensão e dos transformadores/subestações. Assim, para assegurar a comparabilidade, foi necessário estabelecer intervalos por níveis de tensão.

---

<sup>2</sup> Devido há impossibilidade de obtenção de informação completa e atempada, o ERÚ teve que eliminar os dados do ano 2007.

<sup>3</sup> De referir que um conjunto de variáveis foi eliminada do estudo de *benchmarking*, por insuficiência de dados, por exemplo: n.º de habitantes na área abastecida; perdas na distribuição por níveis de tensão; fornecimento anual de eletricidade por níveis de tensão individuais; postos de transformação; pontos de entrega por níveis de tensão; produção anual de energia descentralizada, etc.

<sup>4</sup> De referir que um conjunto de variáveis foi eliminada do estudo de *benchmarking*, por insuficiência de dados, por exemplo: n.º de postos de transformação; n.º de habitantes na área abastecida; gás distribuído em janeiro e julho; custos perdas na distribuição; perdas na distribuição; etc.

**Figura 2-1 - Voltagens dos países participantes**

Czech Republic	Netherlands	United Kingdom	Austria	Hungary	Estonia	Lithuania	Ireland	Poland	Portugal
≤ 220	≤ 220	≤ 132	< 220	≤ 120	< 220		< 220	< 220	≤ 110
≤ 35	≤ 35	≤ 35	≤ 35	≤ 35	≤ 35	≤ 35	≤ 35	≤ 35	≤ 45
≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1

High voltage:	HV
Medium voltage:	MV
Low voltage:	LV

No que se refere à indústria do gás natural, como não estava disponível informação sobre os níveis de pressão no caso da República Checa, a ERÚ utilizou o comprimento total dos gasodutos, sem distinguir por nível de pressão, mesmo quando esta informação estava disponível para outros países.

#### DEFINIÇÃO E HARMONIZAÇÃO DE INPUT DE VARIÁVEIS

Relativamente à informação financeira, o *benchmarking* seguiu duas abordagens:

- Utilização apenas do OPEX como input;
- Utilização do TOTEX (OPEX+CAPEX) como input.

#### OPEX

O OPEX corresponde aos réditos e gastos operacionais deduzidos de amortizações, perdas de distribuição e gastos do tipo *pass-through* (relativos a outras atividades e que tenham correspondência em termos de réditos):

No que diz respeito ao OPEX, foram considerados:

- Materiais e serviços consumidos (exceto a eletricidade/gás natural para cobertura as perdas na distribuição);
- Gastos com o pessoal;
- Outros gastos e perdas operacionais (com exceção de gastos do tipo *pass-through*).

#### TAXAS DE CÂMBIO

O OPEX valorizado nas várias moedas nacionais não foi convertido com base nas taxas de câmbio, mas sim com base na paridade do poder de compra (PPP), uma vez que é um indicador mais estável que, numa perspetiva de curto prazo, não está sujeita a uma volatilidade tão grande quanto as taxas de câmbio.

Para as restantes categorias, as moedas nacionais foram inicialmente convertidas na moeda checa através de uma taxa de câmbio média, tendo os valores obtidos sido ajustados de acordo com a diferença de preços relativa, calculada com base nos valores PPP.

As diferenças nos níveis de preços foram calculadas como uma relação de paridades de poder de compra das moedas nacionais face ao dólar internacional. A Irlanda, a Holanda e a Áustria têm o nível de preços mais elevado. Já a Hungria e a Lituânia apresentam os níveis de preços mais baixos.

No passo seguinte, o coeficiente do nível de preços relativo foi ajustado, de modo a que o nível de preços da República Checa fosse 1. Nos países com um nível de preços superior, as despesas totais em OPEX foram reduzidas em relação ao coeficiente ajustado, enquanto nos países com um nível de preços inferior, as despesas totais em OPEX foram aumentadas.

## TOTEX

O TOTEX corresponde a:

$$\text{TOTEX} = \text{CAPEX} + \text{OPEX}$$

TOTEX: Gastos totais

CAPEX: Custos com capital

OPEX: Gastos operacionais

$$\text{CAPEX} = \text{RAB} \times \text{WACC} + \text{AMT}$$

RAB: Ativos fixos tangíveis e intangíveis considerados para efeitos regulatórios.

WACC: Custo médio ponderado de capital

AMT: Amortização anual de ativos fixos tangíveis e intangíveis

Na medida em que o RAB reconhecido e o valor da amortização não estão vinculados aos dados da contabilidade, e os seus valores diferem em função da abordagem individual de cada um dos reguladores, não foi possível usar estes valores como parâmetros do *benchmarking*. No entanto, como o objetivo é aproximar a definição de RAB, foram incluídos, para efeitos de *benchmarking*:

- Valores dos ativos fixos tangíveis e intangíveis:
- Ativos capitalizados ao custo original, com exceção do *goodwill*.
- Ativos capitalizados ao valor contabilístico líquido, com exceção do *goodwill*.
- Amortização de ativos fixos tangíveis e intangíveis, excluindo a amortização do *goodwill*.

Quanto ao WACC, foi aplicada uma taxa uniforme de 8%.

## **PRESSUPOSTOS**

Para a realização do *benchmarking* foram adotados os seguintes pressupostos:

- A estrutura de ativos é idêntica em todas as empresas;
- Se a reavaliação foi efetuada no passado, ela reflete por completo a desvalorização monetária dos custos de aquisição dos ativos. Os custos de aquisição dos ativos evoluem com o respetivo índice de preços no consumidor harmonizado.

## **HARMONIZAÇÃO DE ATIVOS E AMORTIZAÇÕES**

A harmonização foi realizada da seguinte forma:

- Primeiro confirmou-se se os ativos reavaliados e o seu reconhecimento na contabilidade foram realizados no passado. Se sim, foi identificado o último ano concreto da reavaliação;
- A vida útil total média dos ativos é calculada como o rácio entre os custos de aquisição e a amortização anual;
- A vida útil restante do ativo é determinada como o rácio entre o valor contabilístico líquido e a amortização anual;
- O período de amortização, isto é, a vida útil média, é calculado como a diferença entre o total da vida útil e a vida útil restante;
- O custo de aquisição é escalado pelo índice da inflação, começando como ano virtual de aquisição que corresponde à vida útil média dos ativos, e acabando no ano respetivo em que é usado para o benchmarking. Se a reavaliação e o seu reconhecimento foram efetuados no passado, o escalamento tem início apenas no ano da reavaliação, e não no ano virtual da sua aquisição;
- O período de vida útil considerado pela ERÚ foi de 36 anos tanto para os ativos do setor da elétrico como para os do gás natural;
- A amortização anual harmonizada é calculada como o rácio entre o custo de aquisição e a vida útil total padronizada;
- O valor contabilístico líquido é determinado como a diferença entre o custo de aquisição e a amortização acumulada harmonizada, começando no ano virtual de aquisição, ou no ano da reavaliação dos ativos, e terminando no respetivo ano utilizado para o benchmarking.

## TAXAS DE CÂMBIO

À semelhança da metodologia aplicada ao OPEX, também no caso do TOTEX se recorreu à paridade do poder de compra. Todavia, foi utilizada uma abordagem diferente no caso de outras componentes do TOTEX (amortizações e ativos). A ERÚ decidiu aplicar uma taxa de câmbio média entre as moedas nacionais e a coroa checa nos anos utilizados para converter o valor dos ativos e amortizações numa unidade monetária uniforme.

### Análise à normalidade da distribuição e às correlações das variáveis

Se quisermos aplicar o método COLS corretamente, é necessário usar variáveis que tenham uma distribuição normal.

Para tal foram efetuados dois testes:

- Teste à normalidade Shapiro-Wilk: compara a função de distribuição da amostra da informação com a função de distribuição da distribuição normal.
- Teste Anderson-Darling: é um teste idêntico ao anterior, a diferença reside no facto de poder ser usado em outras distribuições que não a distribuição normal.

Constata-se que a maioria das variáveis não possui uma distribuição normal, para o nível de significância de 95%. Por esta razão as variáveis foram normalizadas. As variáveis que não apresentaram uma distribuição normal depois deste ajustamento foram eliminadas. Depois de realizar os testes necessários, a ERÚ decidiu eliminar 4 empresas de distribuição no setor elétrico e 3 empresas de distribuição no setor de gás, porque estas empresas diferem muito das restantes e podiam causar distorcer os resultados.

Paralelamente, também se efetuou a devida análise à correlação das variáveis.

## 2.1 CONTROLO DA INFORMAÇÃO RECOLHIDA

Tendo em conta a informação recolhida pelos diversos reguladores, houve necessidade de analisar a mesma tendo em vista detetar incongruências. Deste modo, o regulador checo refere que procederam a três tipos de análise e controlo da informação:

- Controlo horizontal - detetar diferenças ao longo dos anos;
- Controlo vertical - através de rácios (exemplo: consumo por cliente, densidade...)
- Controlo estatístico – deteção de *outliers*.

Após este procedimento, o regulador checo restringiu a sua análise a 40 empresas para o setor elétrico e 28 para o setor do gás natural. Alguns países tais como Portugal e a Irlanda para o setor elétrico são

representados por apenas um DSO, outros contribuem com um número mais significativo, tal como a Polónia (12) e a Grã-Bretanha (9).

## 2.2 SELEÇÃO DE MODELOS

A ERÚ assume que o acréscimo de *output* das empresas de distribuição, por exemplo através da extensão da rede, não é o fim em si mesmo, mas o objetivo é otimizar as despesas relativas ao *output* específico de uma dada empresa. Por esta razão, as empresas que forem consideradas ineficientes como resultado do benchmarking devem reduzir os seus custos, embora preservem ou aumentem o seu *output*.

Todas as possíveis combinações de *inputs* e *outputs* foram utilizadas no processo de definição dos modelos. Apenas os modelos que incorporassem duas ou múltiplas variáveis mutuamente correlacionadas foram eliminados.

**Quadro 2-3 - Modelos de Eletricidade**

Input	Outputs			R <sup>2</sup>
OPEX	Grid length - LV	Grid length – HV and MV	End user points	86 %
OPEX	End user points			84 %
TOTEX	SAIDI	Grid length - LV		46 %
TOTEX	SAIDI	Grid length – HV and MV		60 %
TOTEX	SAIDI	End user points		76 %
TOTEX	SAIDI	End user points	Grid length – HV and MV	78 %

**Quadro 2-4 - Modelos de Gás**

Input	Outputs			R <sup>2</sup>
OPEX	Pipelines	End user points		90 %
OPEX	End user points	Supplied area		93 %
OPEX	Pipelines	End user points	Annual delivery of gas	91 %
OPEX	Pipelines	End user points	Supplied area	93 %
OPEX	Pipelines	Annual delivery of gas	End user points	91 %
TOTEX	Pipelines	End user points		90 %
TOTEX	Supplied area	Annual delivery of gas		90 %
TOTEX	Pipelines	Annual delivery of gas		89 %

Foram escolhidos dois modelos com o OPEX como input e dois modelos com o TOTEX como input. Foram inicialmente selecionados com base no método COLS (vide figuras em infra).

## 2.3 RESULTADOS

### ESTIMATIVA DA EFICIÊNCIA ATRAVÉS DA METODOLOGIA COLS

Os dados utilizados por este modelo seguem uma distribuição normal e os modelos selecionados não apresentam multicolinieridade.

Dado que não existem diferenças significativas entre 2008 e 2009, apenas se apresentam os gráficos com eficiência para 2009. Apenas são incluídos os gráficos para o modelo mais robusto, considerando o nível de confiança calculado pelo método dos mínimos quadrados.

**Figura 2-2 - Modelo 1 – Metodologia COLS (2009), eletricidade**

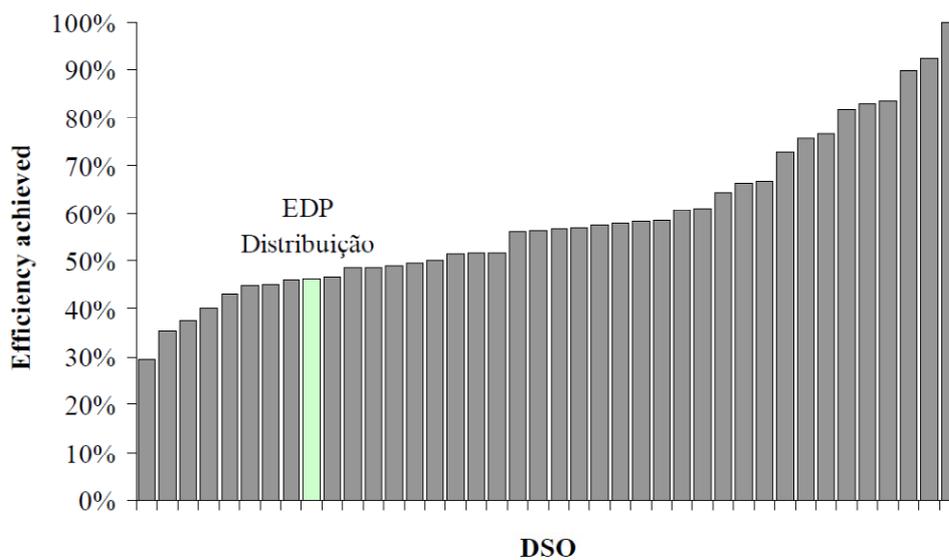
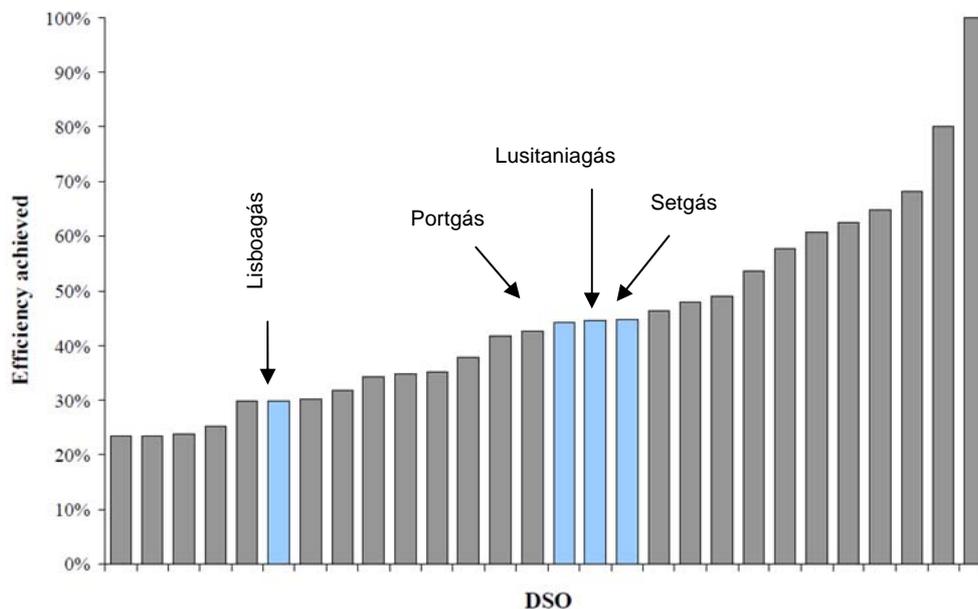


Figura 2-3 - Modelo 2 – Metodologia COLS (2009), gás<sup>5</sup>



#### ESTIMATIVA DA EFICIÊNCIA ATRAVÉS DA METODOLOGIA DEA

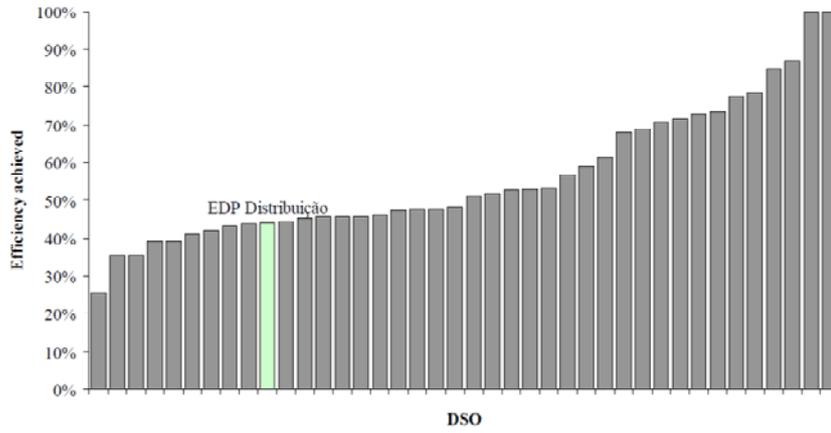
As metodologias DEA aplicadas foram orientadas para os inputs (OPEX e TOTEX). Foram testados:

- DEA-CRS (rendimentos constantes à escala (CRS)).
- DEA-VRS (rendimentos variáveis à escala (VRS)).
- DEA-NDRS (rendimentos à escala não decrescentes (NDRS)).

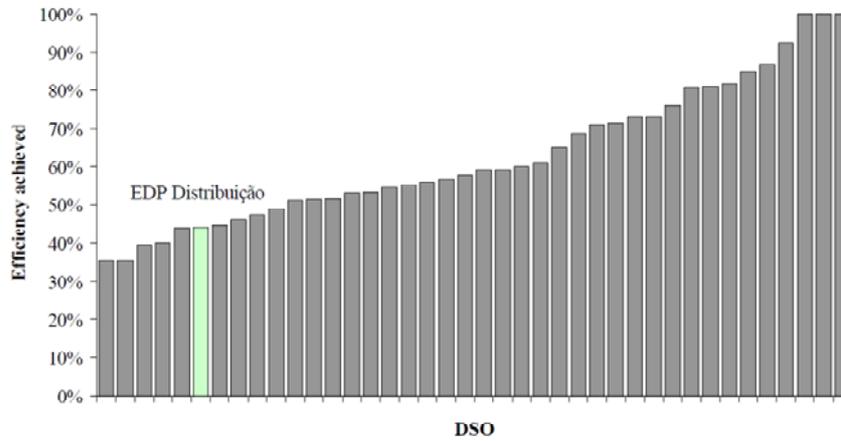
A ERÚ não considerou os resultados obtidos através da metodologia DEA-VRS, porque a amostra incluía poucas empresas de grande dimensão.

<sup>5</sup> No estudo, as empresas de distribuição de gás não são identificadas devido a um acordo de confidencialidade assinado entre as partes (ERÚ e ERSE). Por esse motivo, no estudo publicado a Lisboagás é identificada como G-PT-A2, a Lusitaniagás como G-PT-A3, a Portgás como G-PT-A1 e a Setgás como G-PT-A4.

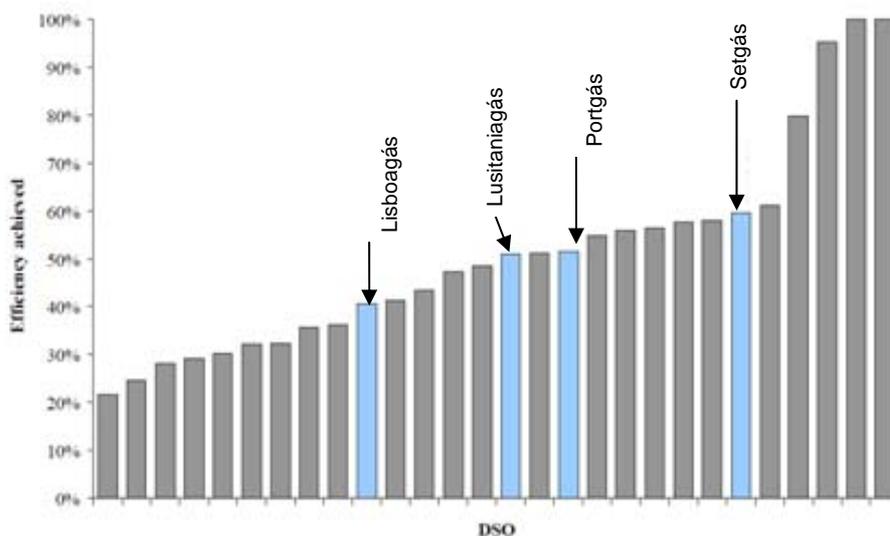
**Figura 2-4 - Modelo 1 – Metodologia DEA - CRS (2009), eletricidade**



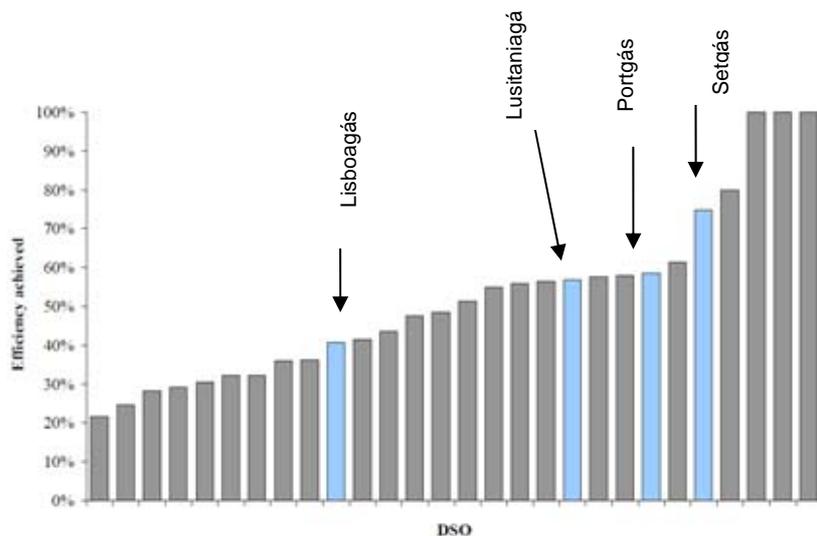
**Figura 2-5 - Modelo 1 – Metodologia DEA - NDRS (2009), eletricidade**



**Figura 2-6 - Modelo 2 – Metodologia DEA - CRS (2009), gás**



**Figura 2-7 - Modelo 2 – Metodologia DEA - NDRS (2009), gás**



**ESTIMATIVA DA EFICIÊNCIA ATRAVÉS DA METODOLOGIA SFA**

A ERÚ concluiu que este método não podia ser utilizado devido ao reduzido número de empresas distribuidoras.

## 2.4 RESULTADOS DO BENCHMARKING

Nesta parte do relatório são agregados os resultados do *benchmarking*. Não existem diferenças significativas (à parte de algumas exceções) entre os resultados, quer se compare por modelos, quer se compare por metodologias.

Existe uma clara correlação entre os modelos e as metodologias utilizadas, em especial para modelos com variáveis explicativas idênticas. Os modelos baseados no OPEX mostram uma clara correlação, mas isso também se aplica aos modelos que utilizam o TOTEX como variável explicativa.

**Quadro 2-1 - Eficiência das empresas do setor elétrico (Modelos 1 e 2)**

	Model 1					Model 2				
	OPEX					OPEX				
	Grid length LV, grid length HV and MV, OPM					OPM				
	Year:	COLS	DEA-CRS		DEA-NDRS		COLS	DEA-CRS		DEA-NDRS
	2009	2008	2009	2008	2009	2009	2008	2009	2008	2009
C1	30%	23%	26%	41%	45%	30%	20%	23%	41%	45%
C2	36%	40%	35%	40%	35%	30%	33%	30%	33%	30%
C3	38%	37%	35%	37%	35%	33%	34%	34%	34%	34%
C4	40%	39%	39%	39%	40%	40%	38%	39%	39%	40%
C5	43%	46%	41%	56%	49%	43%	40%	37%	55%	49%
C6	45%	57%	39%	57%	39%	39%	57%	39%	57%	39%
C7	45%	42%	42%	56%	55%	49%	42%	42%	56%	55%
C8	46%	57%	52%	57%	52%	40%	34%	34%	46%	44%
EDP Distribuição	46%	42%	44%	42%	44%	40%	42%	44%	42%	44%
C10	47%	43%	44%	56%	57%	44%	33%	35%	56%	57%
C11	49%	45%	43%	46%	44%	44%	42%	41%	46%	44%
C12	49%	46%	44%	48%	46%	46%	46%	44%	48%	46%
C13	49%	47%	46%	54%	51%	48%	41%	41%	53%	51%
C14	50%	46%	46%	54%	53%	48%	39%	41%	53%	53%
C15	50%	52%	46%	63%	55%	48%	43%	40%	63%	55%
C16	52%	47%	46%	48%	47%	47%	43%	43%	48%	47%
C17	52%	44%	48%	57%	60%	50%	37%	41%	56%	60%
C18	52%	42%	48%	65%	71%	59%	42%	48%	65%	71%
C19	56%	52%	51%	52%	51%	50%	50%	49%	50%	50%
C20	56%	55%	53%	61%	58%	51%	43%	43%	60%	58%
C21	57%	54%	53%	54%	53%	53%	51%	51%	54%	53%
C22	57%	59%	57%	62%	59%	58%	56%	54%	62%	59%
C23	58%	44%	45%	100%	100%	56%	39%	41%	100%	100%
C24	58%	57%	48%	69%	56%	53%	56%	47%	69%	56%
C25	58%	78%	69%	78%	69%	67%	78%	68%	78%	68%
C26	58%	51%	47%	65%	59%	54%	48%	46%	65%	59%
C27	61%	87%	71%	90%	73%	73%	87%	71%	90%	73%
C28	61%	72%	59%	75%	61%	61%	72%	59%	75%	61%
C29	64%	75%	74%	85%	82%	79%	75%	73%	82%	79%
C30	66%	65%	62%	78%	71%	69%	65%	62%	78%	71%
C31	67%	54%	53%	68%	65%	59%	51%	51%	67%	65%
C32	73%	80%	78%	83%	81%	81%	80%	78%	83%	81%
C33	76%	59%	73%	59%	73%	65%	47%	56%	56%	72%
C34	77%	64%	72%	69%	76%	76%	64%	72%	69%	76%
C35	82%	80%	85%	80%	85%	59%	53%	57%	55%	59%
C36	83%	75%	68%	92%	81%	77%	75%	68%	92%	81%
C37	84%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
C38	90%	85%	87%	85%	87%	78%	60%	66%	83%	87%
C39	92%	74%	77%	91%	92%	88%	74%	77%	91%	92%
C40	100%	100%	100%	100%	100%	88%	68%	73%	98%	100%

Quadro 2-2 - Eficiência das empresas do setor elétrico (Modelos 3 e 4)

	Model 3					Model 4				
	TOTEX					TOTEX				
	SAIDI, OPM					OPM, grid length HV and MV, SAIDI				
	COLS	DEA-CRS		DEA-NDRS		COLS	DEA-CRS		DEA-NDRS	
Year:	2009	2008	2009	2008	2009	2009	2008	2009	2008	2009
C1	27%	27%	30%	49%	52%	29%	31%	33%	49%	54%
C2	36%	52%	51%	52%	51%	44%	69%	67%	69%	67%
C3	30%	37%	42%	37%	42%	33%	44%	47%	44%	47%
C4	46%	59%	67%	59%	67%	47%	63%	68%	63%	68%
C5	44%	69%	79%	72%	79%	47%	76%	79%	76%	79%
C6	44%	42%	40%	42%	40%	51%	44%	42%	44%	42%
C7	42%	34%	38%	40%	42%	36%	34%	38%	40%	42%
C8	29%	27%	29%	32%	32%	41%	56%	54%	56%	54%
EDP Distribuição	34%	40%	43%	40%	45%	38%	44%	49%	44%	49%
C10	45%	58%	76%	80%	93%	52%	78%	88%	92%	99%
C11	44%	63%	67%	63%	67%	47%	69%	70%	69%	70%
C12	41%	35%	37%	35%	37%	43%	35%	37%	35%	37%
C13	47%	62%	68%	62%	68%	52%	72%	74%	72%	74%
C14	49%	72%	76%	72%	76%	54%	76%	80%	76%	80%
C15	56%	100%	100%	100%	100%	62%	100%	100%	100%	100%
C16	37%	43%	49%	43%	49%	39%	49%	54%	49%	54%
C17	49%	58%	67%	72%	71%	56%	71%	76%	76%	83%
C18	68%	86%	95%	100%	100%	58%	86%	95%	100%	100%
C19	45%	36%	38%	36%	38%	56%	43%	44%	43%	44%
C20	46%	70%	79%	72%	79%	53%	86%	89%	86%	89%
C21	41%	37%	39%	37%	39%	48%	43%	45%	43%	45%
C22	36%	34%	35%	34%	35%	42%	40%	40%	40%	40%
C23	52%	37%	38%	100%	100%	60%	48%	47%	100%	100%
C24	13%	14%	14%	14%	14%	14%	15%	15%	15%	15%
C25	52%	57%	56%	57%	56%	59%	62%	60%	62%	60%
C26	15%	15%	16%	17%	17%	16%	17%	17%	18%	18%
C27	53%	60%	57%	60%	57%	54%	60%	57%	60%	57%
C28	52%	51%	50%	51%	50%	49%	51%	50%	51%	50%
C29	44%	44%	45%	44%	45%	48%	48%	49%	48%	49%
C30	64%	84%	85%	84%	85%	58%	84%	85%	84%	85%
C31	15%	16%	17%	18%	18%	17%	18%	18%	18%	19%
C32	44%	44%	46%	44%	46%	46%	45%	46%	45%	46%
C33	48%	48%	65%	52%	66%	60%	76%	90%	76%	90%
C34	79%	72%	81%	72%	81%	70%	72%	81%	72%	81%
C35	28%	28%	32%	28%	32%	40%	53%	58%	53%	58%
C36	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
C37	56%	55%	58%	55%	58%	63%	59%	61%	59%	61%
C38	55%	57%	69%	63%	71%	70%	91%	100%	91%	100%
C39	86%	85%	92%	86%	92%	90%	91%	96%	91%	96%
C40	53%	68%	66%	73%	70%	68%	100%	100%	100%	100%

Quadro 2-3 - Eficiência das empresas do setor do gás natural (Modelos 1 e 2)

	Model 1					Model 2				
	OPEX					OPEX				
	Pipelines, OPM					Pipelines, OPM, annual delivery of gas				
	COLS	DEA-CRS		DEA-NDRS		COLS	DEA-CRS		DEA-NDRS	
Year:	2009	2008	2009	2008	2009	2009	2008	2009	2008	2009
C1	23%	34%	30%	34%	30%	25%	34%	30%	34%	30%
C2	24%	24%	22%	24%	22%	23%	26%	23%	26%	23%
C3	24%	30%	36%	30%	36%	25%	31%	36%	31%	36%
C4	25%	29%	25%	29%	25%	34%	29%	25%	29%	25%
C5	30%	32%	29%	32%	29%	37%	32%	29%	32%	29%
Lisboagás	30%	43%	41%	43%	41%	41%	43%	41%	43%	41%
C7	30%	38%	32%	38%	32%	40%	38%	32%	38%	32%
C8	32%	33%	28%	33%	28%	42%	33%	28%	33%	28%
C9	34%	39%	32%	39%	32%	49%	39%	32%	39%	32%
C10	35%	33%	36%	33%	36%	35%	35%	37%	35%	37%
C11	35%	46%	47%	46%	47%	38%	46%	47%	46%	47%
C12	38%	41%	41%	41%	41%	39%	42%	42%	42%	42%
C13	42%	38%	44%	38%	44%	45%	38%	44%	38%	44%
C14	43%	57%	58%	57%	58%	47%	57%	58%	57%	58%
Portgás	44%	55%	51%	61%	57%	45%	55%	51%	61%	57%
Lusitaniagás	45%	50%	51%	58%	58%	40%	72%	68%	77%	74%
Setgás	45%	57%	60%	72%	75%	63%	57%	60%	72%	75%
C18	46%	68%	56%	68%	56%	52%	68%	56%	68%	56%
C19	48%	56%	48%	56%	48%	49%	56%	48%	56%	48%
C20	49%	64%	61%	64%	61%	70%	64%	61%	64%	61%
C21	54%	57%	51%	57%	51%	51%	61%	55%	61%	55%
C22	58%	85%	80%	85%	80%	58%	85%	80%	85%	80%
C23	61%	63%	56%	63%	56%	60%	63%	56%	63%	56%
C24	62%	51%	55%	51%	55%	64%	51%	55%	51%	55%
C25	65%	54%	58%	54%	58%	66%	54%	58%	54%	58%
C26	68%	100%	100%	100%	100%	74%	100%	100%	100%	100%
C27	80%	93%	95%	100%	100%	82%	94%	95%	100%	100%
C28	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Quadro 2-4 - Eficiência das empresas do setor do gás natural (Modelos 3 e 4)

	Model 3					Model 4				
	TOTEX					TOTEX				
	Pipelines, OPM					Pipelines, annual delivery of gas				
	COLS	DEA-CRS	DEA-NDRS	COLS	DEA-CRS	DEA-NDRS	COLS	DEA-CRS	DEA-NDRS	COLS
Year:	2009	2008	2009	2008	2009	2009	2008	2009	2008	2009
C1	65%	69%	76%	73%	79%	57%	62%	64%	69%	71%
C2	25%	30%	33%	30%	33%	30%	42%	40%	42%	40%
C3	39%	30%	34%	45%	48%	47%	40%	42%	45%	48%
C4	66%	75%	77%	77%	78%	44%	49%	47%	49%	49%
C5	64%	74%	75%	74%	76%	52%	64%	61%	64%	62%
lisboagás	44%	47%	53%	49%	55%	25%	23%	22%	26%	26%
C7	75%	87%	90%	89%	92%	50%	53%	51%	54%	53%
C8	69%	85%	89%	85%	89%	47%	58%	58%	59%	58%
C9	79%	100%	100%	100%	100%	47%	60%	56%	61%	57%
C10	40%	41%	47%	41%	47%	47%	55%	54%	56%	55%
C11	44%	40%	44%	45%	48%	50%	52%	53%	53%	56%
C12	51%	51%	57%	52%	58%	57%	64%	65%	64%	66%
C13	55%	52%	61%	53%	62%	55%	58%	60%	59%	61%
C14	93%	76%	82%	100%	100%	100%	89%	90%	100%	100%
Portgás	43%	36%	41%	41%	46%	44%	42%	42%	50%	51%
Lusitaniagás	43%	34%	40%	42%	47%	55%	58%	59%	67%	69%
Setgás	62%	48%	57%	73%	76%	37%	28%	28%	73%	76%
C18	100%	93%	92%	100%	100%	98%	96%	89%	100%	99%
C19	52%	70%	74%	70%	74%	50%	68%	71%	69%	71%
C20	77%	100%	100%	100%	100%	58%	100%	100%	100%	100%
C21	61%	78%	82%	78%	82%	67%	100%	100%	100%	100%
C22	58%	80%	78%	81%	79%	52%	83%	71%	86%	74%
C23	55%	82%	88%	82%	88%	55%	85%	90%	85%	90%
C24	55%	66%	76%	66%	76%	54%	71%	74%	71%	74%
C25	70%	84%	94%	84%	94%	76%	100%	100%	100%	100%
C26	54%	42%	45%	72%	72%	61%	53%	53%	72%	72%
C27	58%	46%	51%	62%	64%	64%	57%	55%	68%	71%
C28	77%	73%	82%	76%	85%	84%	89%	91%	93%	98%

## ÍNDICE DE MALMQUIST

A ERÚ aplicou o índice de Malmquist que permite avaliar a evolução da produtividade no conjunto da amostra. Apenas foram comparados dois anos – 2008 e 2009. Foi necessário indexar os valores financeiros, isto é, o OPEX e o TOTEX, ao nível de preços (IHPC) de cada país. Depois desta fase, é possível acompanhar a tendência de desenvolvimento de todo o setor representado pelas empresas de distribuição.

A ERÚ considerou como pressuposto que a maioria dos valores das variáveis independentes podia ser considerada estável e, portanto, relativamente independentes do desenvolvimento económico, especialmente os comprimentos das redes de distribuição de energia elétrica e dos gasodutos, bem como o tamanho das áreas fornecidas. Este pressuposto provou estar correto. As variáveis que foram

consideradas dependentes do crescimento económico mostraram um decréscimo ano após ano como, por exemplo, os valores anuais de gás e de eletricidade distribuídos.

Outro pressuposto considerado é da possibilidade de, em grande parte dos casos, os custos reduzirem-se durante o período de monitorização. Este pressuposto foi reforçado com o desenvolvimento da crise, cujo início na Europa coincidiu com o período do estudo. Este pressuposto verificou-se para o caso do OPEX. No entanto, não se verificou no caso do TOTEX porque o valor deste parâmetro foi calculado incluindo os valores das amortizações e dos ativos fixos que se encontram a valores contabilísticos. Ano após ano, o valor contabilístico líquido dos ativos líquidos crescem, o que foi verdadeiro também no caso do TOTEX.

Os resultados da eficiência geral são apresentados no quadro seguinte

**Quadro 2-5 - Alteração na eficiência dos modelos de acordo com o Índice de Malmquist**

Input:	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4
	OPEX	OPEX	TOTEX	TOTEX
Electricity	1,6 %	1,4 %	-1,4 %	-1,2 %
Gas	0,0 %	-0,8 %	-1,7 %	-4,4 %

Os valores positivos significam que a eficiência técnica do setor aumentou, enquanto os valores negativos representam um decréscimo da eficiência técnica de todo o setor. O valor zero, apresentado no modelo 1 para o setor do gás, significa que a eficiência técnica se manteve.

#### VERIFICAÇÃO DOS RESULTADOS

São de um modo geral três os erros que podem incorrer no decorrer da estimativa do nível de eficiência:

1. Uso de dados incorretos;
2. Erro causado pelo fator humano;
3. Erro causado diretamente pelo *software* ou pelo seu incorreto uso.

O primeiro tipo de erro foi eliminado no processo de recolha de dados.

A possibilidade do erro causado pelo fator humano foi diminuída devido ao facto dos cálculos terem sido realizados paralelamente por 2 membros diferentes da equipa e dos resultados assim obtidos terem sido posteriormente confrontados.

Para detetar possíveis erros do *software* e do seu uso incorreto, a equipa fez controlos aleatórios em vários casos. Na prática, os modelos selecionados foram igualmente calculados através de aplicações alternativas e os respetivos resultados foram comparados.

Outras verificações foram feitas depois dos resultados individuais das empresas terem sido gerados. O controlo centrou-se principalmente nos valores extremos, ou seja, nas empresas com maior e menor eficiência. Também compararam-se os dados facultados pelos reguladores com os dados de fontes públicas, quando disponíveis.

## **INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS**

Os resultados apresentados são resultantes da parte analítica de um estudo cujos dados foram cuidadosamente revistos e verificados. Coloca-se, no entanto, a questão crucial relacionada com os *benchmarks* internacionais e que é a comparabilidade dos dados.

No caso das variáveis independentes que definem a rede, a ERÚ tentou eliminar a sua variância através da introdução de definições uniformes incorporadas no próprio questionário.

No caso das variáveis dependentes relativas ao OPEX foram considerados os serviços que os distribuidores são obrigados a fornecer em cada país. No que concerne às variáveis dependentes relativas ao TOTEX foi tida em conta a harmonização dos valores contabilísticos. No OPEX, as atividades fornecidas pelo distribuidor foram mapeadas por intermédio de questionários e a sua avaliação indica que essas atividades variam entre os estados. Para analisar os resultados, é necessário considerar as atividades fornecidas nos respetivos países.

## **2.5 PRÓXIMOS PASSOS**

Um dos objetivos do trabalho desenvolvido foi permitir aos reguladores compararem os desempenhos das empresas que regulam com os de outras empresas europeias. Deste modo, os resultados do estudo foram enviados a todos os reguladores que nele participaram. Posteriormente, os reguladores poderão, se assim o desejarem, divulgar a identidade das empresas que incluíram no estudo.

Este projeto poderá ter seguimento no biénio 2012-2013.

### 3 CONCLUSÕES

Os principais problemas obtidos no decorrer do benchmarking internacional deveram-se a:

- Diferenças na legislação de cada país;
- Necessidade de harmonização das taxas de câmbio;
- Diferenças no poder de compra;
- Demora inesperada na recolha dos dados;
- Poucos dados preenchidos relativos a 2007.

Tendo em conta que o trabalho teve como principal objetivo obter uma primeira impressão sobre o desempenho das empresas em termos de eficiência, bem como ganhar experiência com a realização de *benchmarks* internacionais, os resultados obtidos superaram as expectativas do regulado checo. Registe-se, por exemplo, que a aplicação da metodologia COLS gerou resultados surpreendentemente bons.

Caso este exercício de benchmarking se repita, a equipa que desenvolveu o trabalho identificou os seguintes aspetos que deverão ser melhorados:

- A simplificação do questionário.
- O alargamento da amostra para um período mais extenso, juntando dados relativos ao período 2010-2012.
- A promoção da discussão e do debate entre os reguladores.