



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

REGULAMENTO TARIFÁRIO

DO

SECTOR ELÉCTRICO

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Abril de 2005

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
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	TARIFAS	3
2.1	Macro-estrutura do Tarifário em Portugal continental	3
2.2	Macro-estrutura do Tarifário nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.....	8
2.3	Estrutura geral das tarifas	11
2.4	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	14
2.5	Tarifas de uso de redes.....	16
2.6	Tarifas de acesso às redes	22
2.7	Tarifa de Energia.....	24
2.7.1	Metodologia de cálculo.....	24
2.7.2	Estrutura dos preços marginais de energia	25
2.7.3	Ajustamentos trimestrais em MAT, AT e MT e anuais em BT	26
2.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais.....	27
2.8.1	Tarifas de Venda Clientes Finais em Portugal continental	29
2.8.2	Tarifas de Venda Clientes Finais nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira	32
3	PROVEITOS PERMITIDOS EM PORTUGAL CONTINENTAL	37
3.1	Extinção dos contratos de aquisição de energia eléctrica.....	37
3.2	Existência de mercado organizado	43
3.3	Existência de comercializadores regulados e de comercializador de último recurso	45
3.4	Terrenos das centrais térmicas e dos aproveitamentos hidroeléctricos de domínio público	47
3.5	Escolha de fornecedor	48
3.6	A nova organização do sistema eléctrico nacional.....	49
3.6.1	A regulação económica da entidade concessionária da RNT	49
3.6.2	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	50
3.6.3	Actividade de Gestão Global do Sistema.....	51
3.6.4	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	52
3.6.5	Quadro síntese	52
3.7	A regulação económica do distribuidor em MT e AT.....	54
3.7.1	Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	54
3.7.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	55

3.7.3	Actividade de Comercialização de Redes.....	55
3.7.4	Actividades do comercializador regulado.....	56
3.7.5	Quadro síntese.....	58
3.8	Comparação entre a organização do Sistema Eléctrico Nacional em vigor e a sua nova organização	60
4	ALTERAÇÕES NOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS	63
4.1	Custo do fuelóleo	63
4.2	Região Autónoma dos Açores.....	68
4.3	Região Autónoma da Madeira.....	70
5	INCENTIVOS.....	71
5.1	Incentivo à melhoria da qualidade serviço	71
5.1.1	Proposta de alteração	74
5.2	Incentivo à redução de perdas	75
5.2.1	Metas no âmbito do PNAC.....	75
5.2.2	Situação actual	76
5.2.3	Propostas de alteração	78
5.3	Incentivo à eficiência no consumo de energia eléctrica	84
5.3.1	Metas no âmbito do PNAC.....	84
5.3.2	A actual regulamentação.....	85
5.3.3	Proposta de alteração	86
5.4	Incentivo ao desempenho ambiental.....	88
5.4.1	Experiência de aplicação	88
5.4.2	Proposta de alteração	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Tarifas e proveitos dos operadores das redes	5
Figura 2-2 - Tarifas e proveitos dos comercializadores regulados	7
Figura 2-3 - Proveitos, tarifas e fluxos de facturação da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de transporte e de distribuição.....	15
Figura 2-4 - Agregação de consumos	19
Figura 3-1 - Receitas dos produtores decorrentes dos CAE e decorrentes do mercado (com renda dos CMEC à taxa de 3,78%)	40
Figura 3-2 - Receitas dos produtores decorrentes dos CAE e decorrentes do mercado (com renda dos CMEC à taxa de 6,5%)	41
Figura 3-3 - Efeito da correcção de hidraulicidade nos custos médios unitários de aquisição ao SEP	42
Figura 3-4 - Nova organização do mercado.....	44
Figura 3-5 - Organização do Sistema Eléctrico Nacional antes da total liberalização do mercado	61
Figura 3-6 - Nova organização do Sistema Eléctrico Nacional com a total liberalização do mercado da electricidade.....	62
Figura 5-1 - Perdas totais referidas à emissão	79
Figura 5-2 - Perdas na rede de distribuição referidas à saída.....	80
Figura 5-3 - Perdas na rede de transporte referidas à saída.....	80

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Tarifas e proveitos do operador da rede de transporte e dos operadores das redes de distribuição.....	4
Quadro 2-2 - Tarifas e proveitos dos comercializadores regulados.....	6
Quadro 2-3 - Tarifas e proveitos da concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.....	9
Quadro 2-4 - Tarifas e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado na Região Autónoma da Madeira	10
Quadro 2-5 - Variáveis de facturação	12
Quadro 2-6 - Variáveis de facturação das tarifas por actividade	13
Quadro 2-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e sua repercussão nos níveis de tensão de AT, MT e BT	17
Quadro 2-8 - Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes.....	23
Quadro 2-9 - Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais	28
Quadro 2-10 - Opções tarifárias dependentes do uso e a extinguir na Região Autónoma dos Açores.....	34
Quadro 2-11 - Opções tarifárias dependentes do uso e a extinguir na Região Autónoma da Madeira	35
Quadro 3-1 - Actividades da entidade concessionária da RNT	53
Quadro 3-2 - Actividades do distribuidor em MT e AT	59

Quadro 5-1 - Valores das perdas e ajustamentos dos proveitos associados ao incentivo	77
Quadro 5-2 - Evolução das perdas nas redes de transporte e distribuição em Portugal continental....	78
Quadro 5-3 – Comparação das perdas reais nas redes de transporte e distribuição com os objectivos definidos para 2010 no PNAC	79

1 INTRODUÇÃO

A revisão regulamentar do Regulamento Tarifário teve em conta os seguintes diplomas:

- A Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e revoga a directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro.
- O Regulamento (CE) n.º 122/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabeleceu as condições aplicáveis ao acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade.
- O Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, que definiu em regime de mercado, as actividades de comercialização de energia eléctrica, estabelecendo as condições para reconhecimento do comercializador de energia eléctrica.
- O Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, que estabeleceu as regras gerais, com carácter transitório, destinadas à criação de um mercado livre e concorrencial, conferindo à ERSE especiais competências no âmbito de aprovação dos contratos de aquisição de energia eléctrica por parte do comercializador regulado.
- O Decreto-Lei n.º 198/2003, de 2 de Setembro, que estabeleceu as disposições aplicáveis à transferência, para os produtores, da propriedade ou posse dos terrenos da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) afectos aos centros electroprodutores integrados no Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), bem como a inclusão desses encargos nas tarifas reguladas.
- A Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro, que regulamentou o Decreto-Lei n.º 198/2003, de 2 de Setembro, quanto à transferência de terrenos e à inclusão nas tarifas dos encargos associados.
- O Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, que alargou o conceito de elegibilidade para efeitos da livre escolha de fornecedor de energia eléctrica aos consumidores de energia eléctrica em Baixa Tensão Especial, determinando que a ERSE procedesse, em conformidade, à alteração dos seus regulamentos.
- O Decreto-Lei n.º 153/2004, de 30 de Junho, que estabeleceu a forma de titulação da propriedade e da posse, a favor da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., dos terrenos, afectos aos sítios dos centros electroprodutores, bem como a reafirmação das disposições aplicáveis à sua transmissão.
- O Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, que estabeleceu as disposições aplicáveis à extensão da elegibilidade dos consumidores de energia eléctrica em Baixa Tensão Normal (BTN), determinando que a ERSE procedesse, em conformidade, à alteração dos seus regulamentos.
- O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que definiu as condições para a cessação dos contratos de aquisição de energia (CAE) e a criação de medidas compensatórias designadas por

“Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual”, a serem suportados pelas tarifas reguladas, determinando que a ERSE adoptasse as medidas regulamentares necessárias para o efeito, designadamente através de revisão do Regulamento Tarifário.

- A Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, que estabeleceu as condições aplicáveis à atribuição de licença para a comercialização de energia eléctrica.

O documento encontra-se estruturado da seguinte forma:

- No capítulo 2 apresenta-se a relação entre os proveitos permitidos e as tarifas das várias actividades reguladas dos sectores eléctricos em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira. Apresenta-se, também, a estrutura de cada tarifa regulada, justificando-se as alterações propostas.
- No capítulo 3 apresentam-se e justificam-se as alterações introduzidas na determinação dos proveitos permitidos nas actividades reguladas em Portugal continental.
- No capítulo 4 apresentam-se e justificam-se as alterações introduzidas na determinação dos proveitos permitidos nas actividades reguladas nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira.
- No capítulo 5 apresentam-se e justificam-se as alterações introduzidas nos mecanismos de incentivo previstos no Regulamento Tarifário.

2 TARIFAS

No presente capítulo apresenta-se a relação entre os proveitos permitidos e as tarifas das várias actividades reguladas dos sectores eléctricos em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM). Apresenta-se, também, a estrutura de cada tarifa regulada, justificando-se as alterações propostas.

2.1 MACRO-ESTRUTURA DO TARIFÁRIO EM PORTUGAL CONTINENTAL

No Quadro 2-1 e na Figura 2-1 apresentam-se as tarifas aplicadas pelos operadores das redes de transporte e de distribuição, os proveitos que proporcionam e os clientes a quem se aplicam.

Na actual proposta de regulamentação, o operador da rede de transporte aplica às suas entregas ao operador da rede de distribuição em MT e AT, as tarifas de Uso Global do Sistema (UGS) e as tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT), que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos nas actividades de Gestão Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte, respectivamente.

Os operadores das redes de distribuição aplicam às suas entregas a clientes, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) e de Comercialização de Redes (CR), que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos nas actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes, respectivamente. Adicionalmente aplicam as tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte, que lhes permitem recuperar os proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT). Este conjunto de proveitos será pago ao operador da rede de transporte, conforme referido anteriormente.

Da adição destas quatro tarifas aplicadas pelos operadores da rede de distribuição resultam as tarifas de Acesso às Redes, a serem pagas por todos os clientes pela utilização das redes e dos serviços do sistema eléctrico associados.

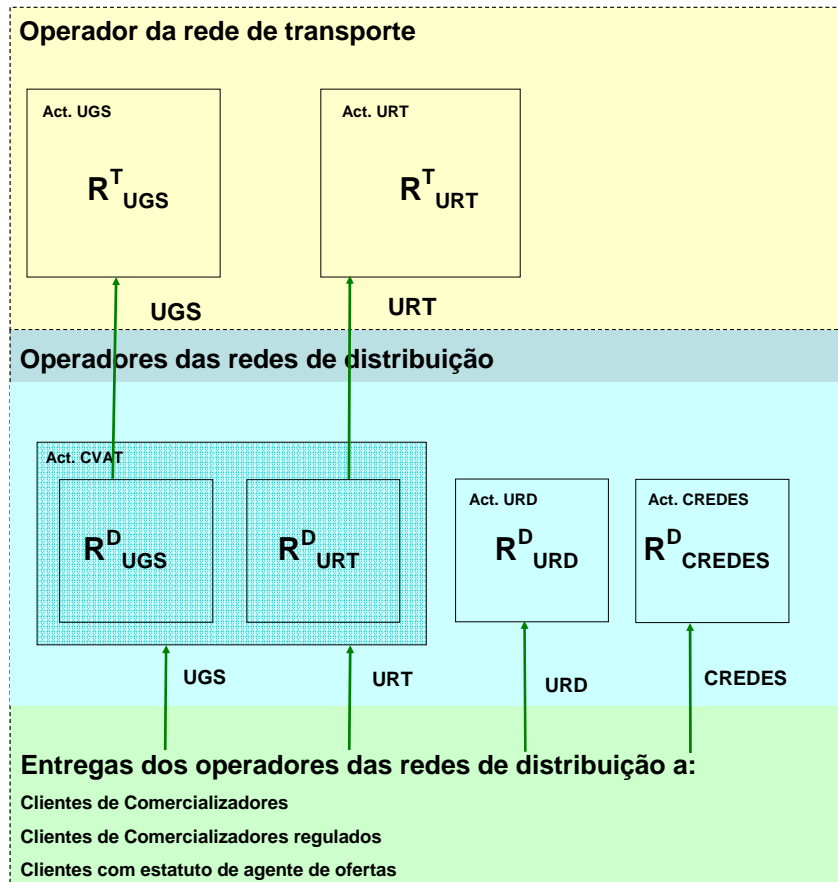
Quadro 2-1 - Tarifas e proveitos do operador da rede de transporte e dos operadores das redes de distribuição

Operador da Rede de Transporte		Operadores da Rede de Distribuição		Clientes			
Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão			
Proveitos da Actividade Gestão Global do Sistema	UGS	Proveitos a recuperar pela tarifa UGS	UGS	MAT			
				AT			
				MT			
				BT			
Proveitos da Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	URT _{MAT}	Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT	URT _{MAT}	MAT			
	URT _{AT}		URT _{AT}	AT			
				MT			
				BT			
Proveitos da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica		Proveitos da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	URD _{AT}	AT			
				MT			
				BT			
			URD _{MT}	MT			
				BT			
			URD _{BT}	BT			
			Proveitos da Actividade de Comercialização de Redes		Proveitos da Actividade de Comercialização de Redes	Credes _{NT}	MAT
							AT
							MT
Credes _{BTE}	BT > 41,4 kW						
Credes _{BTN}	BT ≤ 41,4 kW						

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Credes _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Credes _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Credes _{BTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN

Figura 2-1 - Tarifas e proveitos dos operadores das redes



Legenda:

Act. UGS	Actividade de Uso Global do Sistema
R^T_{URS}	Proveitos permitidos na actividade de Uso Global do Sistema ao operador da rede de transporte
Act. URT	Actividade de Uso da Rede de Transporte
R^T_{URT}	Proveitos permitidos na actividade de Uso da Rede de Transporte ao operador da rede de transporte
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte
URT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte
Act. CVAT	Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte
R^D_{URS}	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema pelos operadores das redes de distribuição
R^D_{URT}	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte pelos operadores das redes de distribuição
Act. URD	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
R^D_{URD}	Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica aos operadores das redes de distribuição
Act. CREDES	Actividade de Comercialização de Redes
R^D_{CREDES}	Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Redes aos operadores das redes de distribuição
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte

URD	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição
CREDES	Tarifas de Comercialização de Redes

No Quadro 2-2 e na Figura 2-2 apresentam-se as tarifas aplicadas pelos comercializadores regulados, os proveitos que proporcionam e os clientes a quem se aplicam.

A tarifa de Energia e Potência (TEP), anteriormente aplicada pelo distribuidor vinculado, passa a denominar-se Tarifa de Energia (E) e a ser aplicada pelos comercializadores regulados, proporcionando os proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.

Os comercializadores regulados aplicam igualmente a tarifa de Comercialização, que proporciona os proveitos permitidos da actividade de Comercialização. Adicionalmente, aplicam aos fornecimentos dos seus clientes as tarifas de Acesso às Redes, que incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização de Redes dos operadores das redes de distribuição, permitindo recuperar os proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição. Estes proveitos são por sua vez pagos aos operadores das redes de distribuição, atendendo a que respeitam a pagamentos pelo acesso às redes.

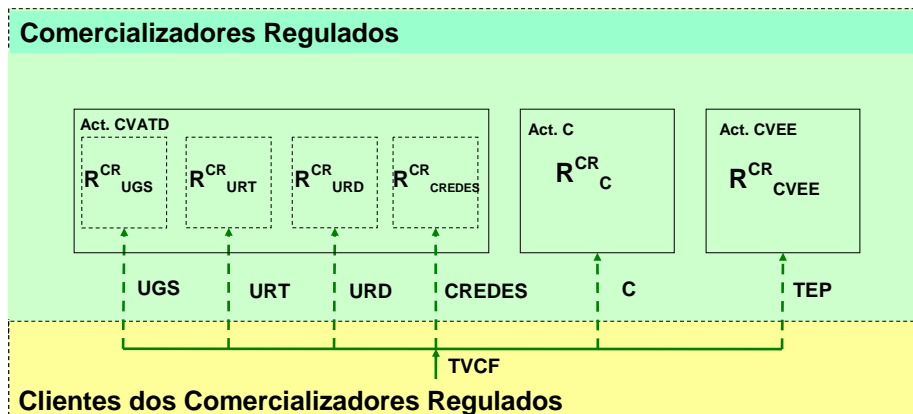
Quadro 2-2 - Tarifas e proveitos dos comercializadores regulados

Comercializadores Regulados		Clientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos da Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e de Distribuição	$UGS + URT_{MAT} + Credes_{NT}$	MAT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + Credes_{NT}$	AT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + Credes_{NT}$	MT
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT} + Credes_{BTE}$	BT > 41,4 kW
	$UGS + URT_{AT} + URD_{AT} + URD_{MT} + URD_{BT} + Credes_{BTN}$	BT ≤ 41,4 kW
Proveitos da Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	E_{NT}	MAT
		AT
		MT
	E_{BT}	BT
Proveitos da Actividade de Comercialização	C_{NT}	MAT
		AT
		MT
	C_{BTE}	BT > 41,4 kW
	C_{BTN}	BT ≤ 41,4 kW

Legenda:

E_{NT}	Tarifa de Energia para fornecimentos em MAT, AT e MT
E_{BT}	Tarifa de Energia para fornecimentos em BT
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD_{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD_{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD_{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
$Cred_{esNT}$	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
$Cred_{esBTE}$	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
$Cred_{esBTN}$	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C_{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C_{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C_{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Figura 2-2 - Tarifas e proveitos dos comercializadores regulados



Legenda:

Act. CVATD	Actividade de Compra e Venda do Acesso às redes de Transporte e de Distribuição
R^{CR}_{URS}	Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema pelos comercializadores regulados
R^{CR}_{URT}	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte Sistema pelos comercializadores regulados
R^{CR}_{URD}	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição Sistema pelos comercializadores regulados
R^{CR}_{CREDES}	Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes Sistema pelos comercializadores regulados
Act. C	Actividade de Comercialização
R^{CR}_C	Proveitos permitidos na actividade de Comercialização dos comercializadores regulados
Act. CVEE	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica
R^{CR}_{CVEE}	Proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica dos

	comercializadores regulados
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
URD	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição
CREDES	Tarifas de Comercialização de Redes
C	Tarifas de Comercialização
E	Tarifa de Energia

2.2 MACRO-ESTRUTURA DO TARIFÁRIO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

Nos Quadros 2-3 e 2-4 apresentam-se as tarifas aplicadas pela concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado na Região Autónoma da Madeira, os proveitos que proporcionam e os clientes a quem se aplicam.

A presente proposta de regulamentação não apresenta alterações em relação à regulamentação que se encontra actualmente em vigor. Todas as tarifas são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado na Região Autónoma da Madeira.

As tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte permitem às concessionárias de cada região autónoma obter parte dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema. A parte restante dos proveitos será proporcionada pelo sobrecusto desta actividade, que é recuperado pelo operador da rede de transporte em Portugal continental através da tarifa de Uso Global do Sistema, e pelo custo com a convergência tarifária imputável a esta actividade e que é recuperado nas tarifas de Venda a Clientes Finais da respectiva região autónoma.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição permitem às concessionárias de cada região autónoma obter parte dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. A parte restante dos proveitos será proporcionada pelo sobrecusto desta actividade, incluído na tarifa de Uso Global do Sistema e pelo custo com a convergência tarifária imputável a esta actividade e que é recuperado nas tarifas de Venda a Clientes Finais da respectiva região autónoma.

As tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização permitem às concessionárias de cada região autónoma obter parte dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica. A parte restante dos proveitos será, à semelhança dos casos anteriores, proporcionada pelo sobrecusto desta actividade, incluído na tarifa de Uso Global do Sistema e pelo custo com a convergência tarifária imputável a esta actividade e que é recuperado nas tarifas de Venda a Clientes Finais da respectiva região autónoma.

Quadro 2-3 - Tarifas e proveitos da concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores

Concessionária do transporte e distribuição na RAA			Clientes			
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados	
Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	SA _{AGS}	E	MT	x	-	
			BT	x	-	
	UGS + UR _{TAT}	MT	x	x		
		BT	x	-		
	SRAA _{AGS}	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-	
Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	SA _D	UR _{DAT} + UR _{DMT}	MT	x	x	
			UR _{DAT} + UR _{DMT} + UR _{DBT}	BT	x	-
	SRAA _D	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-	
Proveitos da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	SA _C	Cred _{esNT}	MT	x	x	
			Cred _{esBTE}	BT > 215 kW	x	-
			Cred _{esBTN}	BT ≤ 215 kW	x	-
			C _{NT}	MT	x	-
			C _{BTE}	BT > 215 kW	x	-
	C _{BTN}	BT ≤ 215 kW	x	-		
SRAA _C	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-		

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
RT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
UR _{DAT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
UR _{DMT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
UR _{DBT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Cred _{esNT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Cred _{esBTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Cred _{esBTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SA _{AGS}	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA _D	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA _C	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SRAA _{AGS}	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores não incorporados na tarifa

de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema

SRAA_D Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

SRAA_C Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

Quadro 2-4 - Tarifas e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado na Região Autónoma da Madeira

Concessionária do transporte e distribuidor vinculado na RAM			Clientes		
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados
Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM	SM _{AGS}	E	AT	x	-
			MT	x	-
			BT	x	-
		UGS + URT _{AT}	AT	x	x
			MT	x	x
			BT	x	-
	SRAM _{AGS}	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-
Proveitos Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM	SM _D	URD _{AT}	AT	x	x
		URD _{AT} + URD _{MT}	MT	x	x
		URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT}	BT	x	-
	SRAM _D	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-
Proveitos da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM	SM _C	Cred _{esNT}	AT	x	x
			MT	x	x
		Cred _{esBTE}	BT > 62,1 kW	x	-
			Cred _{esBTN}	BT ≤ 62,1 kW	x
		C _{NT}	AT	x	-
			MT	x	-
		C _{BTE}	BT > 62,1 kW	x	-
	C _{BTN}	BT ≤ 62,1 kW	x	-	
SRAM _C	Incluído nas TVCF	AT, MT, e BT	x	-	

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Crede _{SNT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Crede _{SBTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Crede _{SBTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SM _{AGS}	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM _D	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM _C	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SRAM _{AGS}	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema
SRAM _D	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
SRAM _C	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

2.3 ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS

As tarifas são constituídas por um conjunto de preços aplicáveis a diversas variáveis de facturação. A escolha e definição destas variáveis de facturação e das suas regras de medição devem permitir reflectir o custo de fornecimento dos vários serviços, originados por cada cliente, tendo em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade de facturação adequada à dimensão dos clientes, evitando custos de leitura e facturação superiores às economias que podem induzir.

No Quadro 2-5 apresentam-se as variáveis de facturação do actual sistema tarifário. As várias tarifas são constituídas por preços aplicáveis a cada uma das variáveis apresentadas no Quadro 2-5, para além dos preços de contratação, leitura, facturação e cobrança correspondentes a um termo tarifário fixo.

Para cada tarifa por actividade procura-se que as variáveis de facturação utilizadas traduzam os custos efectivamente causados. Os preços destas variáveis de facturação são determinados por forma a apresentarem estrutura aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais, sendo previstos escalamentos que permitem assegurar os proveitos permitidos em cada actividade regulada e que garantem o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Quadro 2-5 - Variáveis de facturação

Variáveis	Definição
Potência contratada	Nos fornecimentos em MAT, AT , MT e BTE a potência contratada corresponde à máxima potência activa média em kW, registada em qualquer intervalo ininterrupto de 15 minutos, durante os últimos 12 meses. Nos fornecimentos em BTN a potência contratada é disponibilizada por escalões de potência aparente em kVA.
Potência em horas de ponta	Quociente entre a energia activa fornecida em horas de ponta e o número de horas de ponta no intervalo de tempo a que a factura respeita.
Energia activa em horas de ponta	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas de ponta.
Energia activa em horas cheias	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas cheias.
Energia activa em horas de vazio normal	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas de vazio normal.
Energia activa em horas de super vazio	Energia consumida no período horário de entrega de energia eléctrica definido como período de horas de super vazio.
Energia reactiva fornecida	Energia reactiva fornecida que, nas horas fora de vazio, exceder 40% da energia activa transitada no mesmo período.
Energia reactiva recebida	Energia reactiva recebida transitada nas horas de vazio.

As tarifas por actividade apresentam na actual proposta de regulamentação as variáveis de facturação apresentadas no Quadro 2-6. As principais alterações em relação à regulamentação actual são a ausência do termo de potência em horas de ponta na tarifa de Energia, a introdução de um termo de potência contratada na tarifa de Uso Global do Sistema e a introdução de termos de energia nas tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição. A justificação para estas alterações é apresentada nos capítulos respeitantes às tarifas em questão.

Quadro 2-6 - Variáveis de facturação das tarifas por actividade

Tarifas por Actividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
E	-	-	X	X	X	X	-	-	-
UGS	X	-	X	X	X	X	-	-	-
URT _{MAT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URT _{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{MT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{BT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
Crede _{sNT}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
Crede _{sBTE}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
Crede _{sBTN}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
C _{NT}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
C _{BTE}	-	-	-	-	-	-	-	-	X
C _{BTN}	-	-	-	-	-	-	-	-	X

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Crede _{sNT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Crede _{sBTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Crede _{sBTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{NT}	Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTN
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio

TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
TF	Preço do termo tarifário fixo

2.4 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Na actual proposta de regulamentação a tarifa de Uso Global do Sistema é separada em duas parcelas, assumindo uma destas parcelas uma estrutura binómia mediante a introdução de um novo preço de potência contratada em resultado do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

A tarifa de Uso Global do Sistema recupera um conjunto de proveitos que inclui os proveitos permitidos no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema e os sobrecustos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral.

Os proveitos no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema traduzem as características próprias do sistema eléctrico e das suas empresas, bem como a actuação do regulador. O nível destes proveitos tem-se caracterizado por uma relativa estabilidade ao longo do tempo.

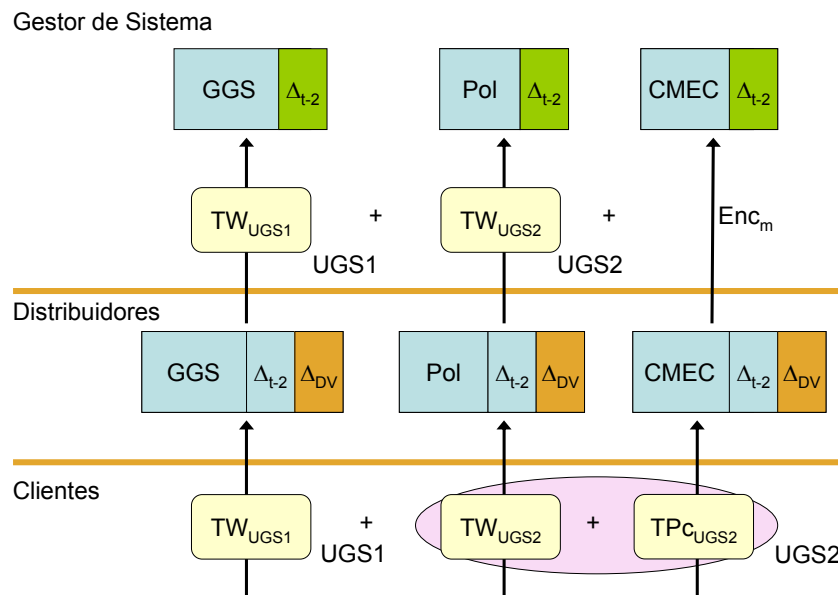
Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, são impostos externamente ao sistema eléctrico, não sendo controláveis pelos agentes do sector e pelo próprio regulador. O nível destes custos tem sofrido recentemente aumentos significativos quer em virtude da alteração interna de cada sobrecusto (a evolução da energia emitida para a rede da produção em regime especial e a respectiva remuneração são exemplos destas variações) quer pela inclusão de novas parcelas (os custos para a manutenção do equilíbrio contratual são disso exemplo).

No modelo proposto, a tarifa UGS é constituída por duas parcelas, com estruturas tarifárias próprias. A primeira parcela (UGS1) recupera os proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema. A segunda parcela (UGS2) recupera os custos para manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral.

Os preços de energia da tarifa UGS são calculados por soma dos preços de energia das duas parcelas referidas, quer na tarifa a aplicar pelo operador da rede de transporte quer pela tarifa a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes. Os preços de energia activa são convertidos para cada nível de tensão e tipo de fornecimento por aplicação de factores de ajustamento para perdas.

A Figura 2-3 apresenta esquematicamente os proveitos a recuperar pelas parcelas da tarifa UGS do operador da rede de transporte e dos operadores das redes de distribuição, bem como, os termos tarifários que constituem a tarifa e os respectivos fluxos de facturação.

Figura 2-3 - Proveitos, tarifas e fluxos de facturação da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de transporte e de distribuição



Legenda:

GGG	Proveitos no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema
Pol	Proveitos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral
CMEC	Proveitos relativos aos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
Δ_{t-2}	Ajustamento dos proveitos da actividade relativos ao ano $t-2$
Δ_{DV}	Ajustamento de facturação, ao nível dos operadores de redes de distribuição, a incorporar nos proveitos a recuperar no ano t , relativamente ao ano $t-2$
TW_{UGS1}	Termo de energia activa da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema
TW_{UGS2}	Termo de energia activa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
Enc_m	Encargo mensal relativo à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
TPC_{UGS2}	Termo de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

PARCELA UGS1

A parcela I da tarifa UGS é recuperada em 4 preços de energia activa. A fórmula de cálculo desta parcela corresponde ao que já estava definido no Regulamento Tarifário para o cálculo da tarifa UGS. É aplicada a estrutura de preços marginais dos serviços de sistema aos preços de energia activa da parcela I. Mantém-se o escalamento aditivo nos termos de energia desta parcela.

PARCELA UGS2

A parcela II da tarifa UGS tem termos de energia activa, discriminados por período tarifário, e um termo de potência contratada.

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, define os CMEC. Adicionalmente, define que estes custos (quer na sua parcela fixa quer na parcela de acerto) devem ser recuperados no termo de potência contratada da tarifa UGS. Assim, o termo de potência da parcela II da tarifa UGS consiste num único preço mensal de potência contratada, igual para todas as entregas, em qualquer nível de tensão ou tipo de fornecimento. Os proveitos recuperados neste termo de potência incluem o valor dos CMEC, bem como os correspondentes ajustamentos de facturação do operador da rede de distribuição em MT e AT imputáveis ao termo de potência.

Os restantes proveitos da parcela II são recuperados em termos de energia pela aplicação de preços de energia activa, idênticos em cada período tarifário, às entregas dos operadores das redes de distribuição. Estes proveitos a recuperar incluem os respectivos ajustamentos de facturação dos termos de energia da parcela II. Foi escolhido um termo de energia para recuperar os proveitos da parcela II da tarifa UGS, com preços iguais por período horário ao nível da fronteira entre a RNT e a rede de distribuição, de forma a aplicar igualmente a todos os clientes os custos associados a esta parcela.

A tarifa UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT difere da tarifa a aplicar às entregas a clientes na medida em que os proveitos a recuperar por esta tarifa não incluem os ajustamentos de facturação do operador da rede de distribuição. Adicionalmente, nesta tarifa do operador da rede de transporte os custos associados aos CMEC não são recuperados através do termo de potência da parcela II mas sim através de um encargo mensal definido nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004. Este encargo mensal, a facturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, é definido num novo artigo do Regulamento Tarifário e consiste na transferência das receitas facturadas às entregas a clientes finais no âmbito do termo de potência da parcela II da tarifa UGS, para os operadores de montante, de forma a que estas receitas sejam entregues aos produtores cessionários dos CAE.

2.5 TARIFAS DE USO DE REDES

A actual proposta de regulamentação contempla a alteração da estrutura das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição. Nestas tarifas consideram-se, para além dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta, e de energia reactiva, actualmente previstos, novos preços de energia activa entregue por período horário. Com esta alteração pretende-se melhorar a aderência dos pagamentos dos consumidores que utilizam as redes aos custos por estes causados, em particular no que respeita as perdas de energia eléctrica causadas nas redes.

A título de exemplo, apresentam-se no Quadro 2-7 as variáveis de facturação consideradas na tarifa de Uso das Redes de Distribuição em AT e a sua repercussão nos níveis de tensão de AT, MT e BT, realçando-se os novos preços agora introduzidos.

Quadro 2-7 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e sua repercussão nos níveis de tensão de AT, MT e BT

		Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT							
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr
URD _{AT}	4	X	X	X	X	X	X	X	X
AT	4	X	X	X	X	X	X	X	X
MT	4		X	X	X	X	X		
BTE	3		X	X	X		X		
BTN (3)	3			X	X		X		
BTN (2)	2				X		X		
BTN (1)	1					X			
BTN (IP)	1					X			

Legenda:

- URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
- (2) Tarifas de BTN bi-horárias
- (1) Tarifas de BTN simples e social
- (IP) Tarifas de BTN de iluminação pública
- TPc Preço de potência contratada
- TPp Preço de potência em horas de ponta
- TWp Preço da energia activa em horas de ponta
- TWc Preço da energia activa em horas cheias
- TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio
- TWrf Preço da energia reactiva fornecida
- TWrr Preço da energia reactiva recebida

As tarifas de uso das redes são discriminadas por rede de transporte ou de distribuição e por nível de tensão. Aos consumidores de cada nível de tensão aplicam-se as tarifas de uso das redes do nível de tensão de ligação e bem como as tarifas de uso das redes dos níveis de tensão superiores.

POTÊNCIA CONTRATADA

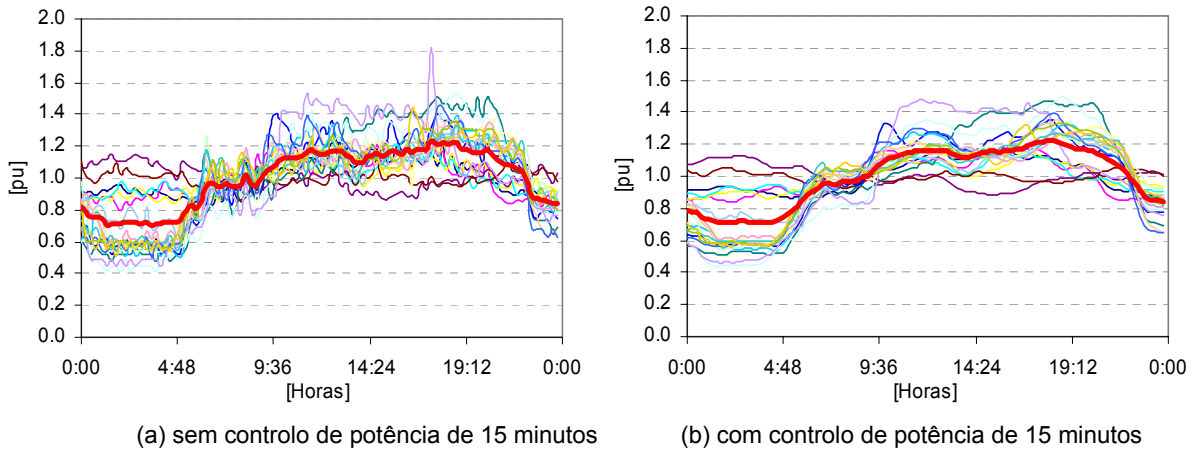
A potência contratada correspondente à máxima potência medida em intervalos de tempo curtos de 15 minutos dos últimos doze meses, sendo uma variável adequada para a facturação dos encargos associados com os troços das redes próximos dos pontos de entrega, na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de

clientes, se não mesmo de um único cliente. Deste modo esta variável de facturação é utilizada, quer nas tarifas de uso de redes, quer nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

POTÊNCIA MÉDIA EM HORAS DE PONTA

A potência média em horas de ponta, calculada pelo quociente entre a energia em horas de ponta e o respectivo número de horas de ponta, foi introduzida no sistema tarifário em 2002. Esta variável permite transmitir aos clientes os custos dos troços mais centrais das redes. Com efeito, os troços mais centrais das redes são utilizados por um grande número de clientes e, devido à reduzida sincronização das ocorrências dos picos (anuais ou mensais) de 15 minutos de cada cliente, podemos admitir que o comportamento individual de um cliente apenas condiciona o dimensionamento destes troços mais centrais proporcionalmente à sua potência média nas horas de ponta e não através da potência de pico anual ou mesmo mensal. Por estas razões, a variável de facturação potência em horas de ponta é mais adequada do que a potência de pico anual, para transmitir aos clientes os custos associados com os troços centrais das redes de distribuição a que estão ligados, bem como os custos das redes de montante imputáveis a cada nível de tensão. Esta variável de facturação tem ainda a vantagem de ser aditiva, ou seja, o preço da potência média em horas de ponta a pagar pela utilização das redes pelos clientes que participam no mercado ou pelos clientes dos comercializadores regulados através das tarifas de Venda a Clientes Finais resulta da soma dos preços de potência em horas de ponta das tarifas das diversas actividades reguladas efectivamente utilizadas por cada cliente.

Na Figura 2-4 (a) estão representados 20 diagramas de carga diferentes, em valores por unidade, bem como o diagrama agregado (diagrama dos troços comuns da rede). Na Figura 2-4 (b) estão representados os mesmos diagramas de carga simulando a existência de tecnologias de limitação da potência contratada, com o correspondente efeito de alisamento nos diagramas de carga individuais. A figura mostra ainda o diagrama agregado nestas condições. Verifica-se que a agregação das cargas efectuada naturalmente pelas redes de distribuição e de transporte promove a eliminação das oscilações de potência em períodos de 15 minutos. Existe uma notável semelhança entre os dois diagramas agregados, considerando ou não o controlo da potência de 15 minutos tomada por cada cliente. Verifica-se assim que a potência contratada por cada cliente não é uma variável adequada para, em cada cliente, repercutir ou incentivar a redução dos custos com as redes de montante. Em contrapartida, a potência média em horas de ponta é uma boa medida da potência máxima registada nos troços principais das redes. Apresenta também a propriedade de ser uma grandeza aditiva, ou seja, a potência em horas de ponta nos troços principais das redes é igual à soma das potências em horas de ponta de cada cliente, adicionadas das perdas nas redes, o que permite traduzir de forma fidedigna a responsabilidade individual de cada cliente pelos custos do sistema.

Figura 2-4 - Agregação de consumos**ENERGIA REACTIVA FORNECIDA E RECEBIDA**

A energia reactiva fornecida (indutiva) é uma variável utilizada na facturação do uso das redes nos períodos de fora de vazio, na medida em que a sua compensação possibilita a diminuição dos custos globais do sistema eléctrico, quer ao nível da minimização das perdas de energia nos troços periféricos das redes, quer ao nível do seu sobredimensionamento. Os custos associados com a compensação local de energia reactiva, condicionados pelo preço dos condensadores ou outros equipamentos baseados em electrónica de potência que começam a estar disponíveis, são bastante inferiores aos que resultam da compensação centralizada nas subestações. Assim, é desejável que a compensação de energia reactiva seja feita de forma local, e a sua facturação, à semelhança da potência contratada, é própria do nível de tensão de cada fornecimento. Embora não inteiramente desligada dos custos correspondentes, a fixação do preço também procura fomentar a compensação local pelo cliente que, caso o faça, não verá a sua factura acrescida. Relativamente à energia reactiva recebida (capacitiva) a sua compensação pode ser desejável nos períodos de vazio na medida em que possa conduzir à existência de sobretensões nos pontos de entrega.

ENERGIA ACTIVA POR PERÍODO HORÁRIO

A energia activa entregue em cada período horário origina nas redes de transporte e de distribuição um conjunto de perdas, diferenciadas quer em nível, quer em custo, por período horário.

As perdas técnicas de energia eléctrica nas redes dependem de um conjunto de factores, em particular do tipo de rede, nomeadamente se a linha é subterrânea ou aérea, e da potência, uma vez que as perdas são proporcionais ao quadrado da potência, em particular nas redes não activas, como são as redes de distribuição. Para o cálculo do valor médio das perdas entram também os roubos de energia e os erros de contagem.

O nível de perdas numa rede depende de factores sobre os quais o operador da rede tem uma capacidade de influência limitada. Características como a localização ou dimensão dos consumos são pouco controláveis pelo operador da rede. Contudo, a estrutura das tarifas ou as medidas de gestão da procura podem influenciar o perfil horário dos consumos ou o seu factor de carga. Em contrapartida, nos aspectos ligados às decisões de investimento e aos modos de exploração da rede, o operador da rede controla efectivamente o nível das perdas.

Importa referir que a solução óptima de um ponto de vista do operador não corresponde a minimizar as perdas de energia numa rede de transporte ou distribuição de energia eléctrica, mas sim em procurar o ponto óptimo para o nível de perdas. Este ponto depende, por um lado, do custo do capital associado ao investimento e, por outro, do custo das perdas. Nestas circunstâncias, e considerando que quem toma as decisões de investimento nas redes são os operadores, importa que o custo das perdas seja internalizado na função custo do operador da rede e, por conseguinte, nas tarifas a aplicar às entregas aos clientes. Ao internalizarem o custo das perdas na avaliação técnico-económica dos projectos de investimento, os operadores estabelecem o nível de perdas que minimiza a sua função custo.

As perdas, em quantidade de energia, dependem fundamentalmente da energia activa entregue em cada período tarifário. Os períodos tarifários podem ser utilizados para classificar situações tipo de configuração das redes e dos valores das cargas servidas, pelo que é possível estabelecer uma forte relação desses períodos com valores típicos de perdas segundo as características de exploração próprias de cada período. Tendo em consideração que tanto os coeficientes de perdas como o valor económico das mesmas variam consideravelmente com o período horo-sazonal, a estrutura das tarifas de uso das redes deve considerar variáveis de facturação adicionais. As variáveis de facturação utilizadas para transmitir o sinal económico do custo das perdas são a energia activa, discriminada por período horário (pontas, cheias, vazio normal e super vazio), e por período sazonal.

Assim, a consideração nas tarifas de uso das redes de preços de potência contratada e de potência em horas de ponta em simultâneo com preços de energia activa associados às perdas de energia eléctrica, permite transmitir a cada cliente a multiplicidade de factores que afectam os custos das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica.

ESTRUTURA DOS PREÇOS DAS TARIFAS DE USO DAS REDES

Tal como na generalidade dos problemas económicos, os sinais preços a transmitir ao consumidor que melhor promovem a eficiência económica na afectação de recursos resultam na aproximação dos preços aos custos marginais.

Nestas circunstâncias e à semelhança da prática actual, as tarifas de Uso das Redes de Transporte e Distribuição, por nível de tensão, serão obtidas tendo em conta a estrutura dos custos marginais ou dos custos incrementais associados com as diferentes variáveis de facturação.

Assim, para calcular as tarifas é necessário conhecer não só a estrutura dos custos incrementais de potência em horas de ponta e potência contratada, como até aqui, mas também a estrutura dos custos marginais de perdas, em euros por kWh, por período horo-sazonal e por nível de tensão.

É desejável que os preços de energia de perdas a considerar nas tarifas de uso das redes permitam a reflexão nas entregas a clientes do custo das perdas marginais. Numa rede de distribuição típica, as perdas marginais tendem para o dobro das perdas médias¹.

Tal como acontece actualmente, é proposto que os operadores das redes de distribuição continuem a recuperar o valor médio da energia de perdas em espécie. Com efeito, é responsabilidade dos fornecedores contratar energia no mercado não só para cobrir o consumo da sua carteira de clientes mas ainda para cobrir as perdas médias associadas a essa carteira, calculadas mediante a aplicação de factores de ajustamento para perdas padrão, discriminados por período horário e por nível de tensão.

Tendo em consideração esta situação, a transmissão do sinal económico do custo marginal das perdas de energia eléctrica deverá ser repartido entre a entrega em espécie e o valor facturado via termos de energia das tarifas de uso das redes. Esta repartição é sensivelmente simétrica uma vez que o valor médio das perdas é cerca de metade das perdas marginais.

Por esta razão, os novos preços de energia activa por período horário e por nível de tensão, considerados nas tarifas de uso das redes, são obtidos multiplicando os factores de ajustamento para perdas, em cada rede e para cada período horário, pelo preço marginal da energia activa esperado nesse período horário.

Procedendo desta forma os sinais preços observados pelos clientes têm em conta o custo das perdas marginais, na medida em que o custo das perdas médias é pago através dos preços referentes à aquisição de energia eléctrica e um valor semelhante é pago através dos preços de energia das tarifas de uso das redes.

¹ A energia de perdas depende fundamentalmente do quadrado da potência que transita nas redes. Assim, as perdas marginais de energia eléctrica tenderão a ser duplas das perdas médias em cada instante. Uma vez que o preço marginal de perdas se aplica, não à energia de perdas, a qual não é efectivamente medida, mas ao valor da energia consumida num período tarifário, esse preço corresponderá ao dobro do preço marginal de energia eléctrica fornecida. Este racional assenta na suposição de que o valor das perdas técnicas domina face às perdas ditas comerciais, associadas a fraudes, a estimativas, a erros de medição ou outros fenómenos. Com efeito:

$$p = \alpha P^2 \text{ (potência de perdas de energia eléctrica),}$$

$$\langle p \rangle = \frac{p}{P} = \alpha P \text{ (potência de perdas médias de energia eléctrica),}$$

$$\frac{\partial p}{\partial P} = 2 \times \alpha P \text{ (potência de perdas marginais de energia eléctrica),}$$

$$\frac{\partial p}{\partial P} = 2 \times \langle p \rangle \text{ o que implica que a potência de perdas marginais de energia eléctrica é dupla das perdas médias.}$$

Independentemente da estrutura tarifária das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição, estas tarifas devem recuperar os proveitos permitidos nas respectivas actividades, por nível de tensão. Desta forma, a estrutura das tarifas de uso de redes deve ser aderente à estrutura de custos marginais cumprindo, no entanto, a restrição associada ao volume global de proveitos a recuperar.

Assim, a consideração de novos preços de energia activa nas tarifas de uso de redes, conduzirá naturalmente a que os novos preços de potência contratada e potência média em horas de ponta se reduzam face aos actualmente em vigor, na medida em que seja recuperado o mesmo nível de proveitos. Na perspectiva dos clientes, a tarifa assume uma estrutura trinómia em que, para além de um preço fixo associado à potência contratada e a um preço de alguma forma variável, associado à potência média em horas de ponta, são introduzidos preços variáveis associados ao consumo de energia activa. Nesta análise simplificada ignoram-se os pagamentos associados à energia reactiva, na medida em que constituem uma parcela reduzida da facturação.

2.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A criação de um mercado retalhista pressupõe que os clientes possam escolher livremente o seu fornecedor ou comercializador de energia eléctrica, negociando bilateralmente o preço ou adquirindo as suas necessidades de energia eléctrica em mercados organizados como as bolsas de energia eléctrica. O direito de escolha do fornecedor de energia eléctrica é acompanhado pelo direito de acesso às redes e de utilização de serviços associados com algumas das actividades reguladas, a que corresponde o pagamento de tarifas reguladas.

As tarifas a pagar pelo acesso às redes devem cumprir com um conjunto de condições, em particular:

- Ser definidas através de metodologias previamente estabelecidas.
- Ser aplicadas de forma não discriminatória.
- Reflectir os custos fomentando a eficiência económica na utilização das infra-estruturas.
- Ser justas, assegurando, por um lado, o equilíbrio económico-financeiro dos operadores das redes e por outro lado, o acesso às redes pelos consumidores a preços e qualidade de energia eléctrica adequados.

Na actual proposta de regulamentação definem-se tarifas de acesso a aplicar às entregas dos clientes pela utilização das redes e do uso global do sistema. Para cada nível de tensão a tarifa de Acesso às Redes é obtida adicionando as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso das Redes e de Comercialização de Redes actualmente aplicáveis às entregas dos clientes não vinculados.

As tarifas de acesso são aditivas, à semelhança das tarifas que actualmente são aplicadas aos clientes não vinculados, pelo que se continua a garantir que cada cliente paga o respectivo serviço utilizado,

evitando-se subsidiação cruzada entre clientes. Assim, a estrutura das tarifas de acesso a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, em cada nível de tensão, coincide com a estrutura das tarifas por actividade, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão (Quadro 2-8).

Quadro 2-8 - Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas									
Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF	
MAT	UGS URT _{MAT}	URT _{MAT}	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT}	URT _{MAT}	CR _{NT}	
AT	UGS URD _{AT}	URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	URD _{AT}	URD _{AT}	CR _{NT}	
MT	UGS URD _{MT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	URD _{MT}	URD _{MT}	CR _{NT}	
BTE	UGS URD _{BT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		URD _{BT}	URD _{BT}	CR _{BTE}	
BTN (3)	UGS URD _{BT}	-	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		-	-	CR _{BTN}	
BTN (2)	UGS URD _{BT}	-	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		-	-	CR _{BTN}	
BTN (1)	UGS URD _{BT}	-	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}			UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		-	-	CR _{BTN}

Legenda:

- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
- (2) Tarifas de BTN bi-horárias
- (1) Tarifas de BTN simples
- TPc Preço de potência contratada

TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
TF	Preço do termo tarifário fixo
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
CR _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
CR _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
CR _{BTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN

2.7 TARIFA DE ENERGIA

A tarifa de Energia reflecte os custos relativos à actividade de compra e venda de energia eléctrica incorridos pelo comercializador regulado.

Os proveitos da tarifa de Energia deverão permitir aos comercializadores regulados a recuperação dos custos incorridos com a compra de energia eléctrica para abastecimento dos seus clientes.

Face à antiga estrutura da tarifa de Energia e Potência, a nova tarifa de Energia apresenta unicamente preços de energia activa, não considerando o preço de potência em horas de ponta.

2.7.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO

A tarifa de Energia é aplicada indirectamente pelos comercializadores regulados a todos os seus clientes no âmbito das suas tarifas de Venda a Clientes Finais.

Na presente proposta regulamentar, a tarifa de Energia apresenta uma estrutura monómia, sendo composta por preços de energia em Euros por kWh, diferenciados por período tarifário. O termo de potência em horas de ponta foi suprimido da estrutura da tarifa, uma vez que se considera que os futuros preços marginais de energia reflectem também os custos de capacidade.

Os preços de energia da tarifa de Energia apresentam diferenciação sazonal e horária, tendo em conta que os preços marginais de produção variam por período sazonal e por período horário.

Consideram-se os seguintes períodos sazonais:

- Período I, IV: Janeiro, Fevereiro, Março, Outubro, Novembro e Dezembro;
- Período II, III: Abril, Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro.

Consideram-se os seguintes períodos horários:

- Horas de ponta;
- Horas cheias;
- Horas de vazio normal;
- Horas de super vazio.

Os preços de energia da tarifa de Energia são fixados anualmente, embora seja prevista a aplicação de ajustamentos trimestrais aos fornecimentos em MAT, AT e MT, de forma a reflectir a evolução dos preços marginais da energia eléctrica adquirida pelos comercializadores regulados. Neste sentido, definem-se preços para cada um dos períodos trimestrais I, II, III e IV.

Os preços da tarifa de Energia são determinados de forma que, quando convertidos para os vários níveis de tensão de fornecimento, por aplicação de factores de ajustamentos para perdas, aos preços no referencial da RNT e aplicados às quantidades físicas nos pontos de entrega a clientes finais, proporcionem o montante de proveitos permitidos aos comercializadores regulados no âmbito da sua actividade de compra e venda de energia eléctrica. Adicionalmente, nas opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais cujos preços apresentem um número de períodos horários ou sazonais inferiores aos da tarifa de Energia, convertem-se os preços da tarifa de Energia no referencial das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores regulados, mediante a aplicação de sucessivas agregações de preços, por aplicação de diagramas de carga tipo.

2.7.2 ESTRUTURA DOS PREÇOS MARGINAIS DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de Energia deverá respeitar a estrutura dos preços marginais da energia eléctrica adquirida pelos comercializadores regulados no mercado, no âmbito da sua actividade de compra e venda de energia eléctrica.

Adicionalmente, devem ser reconhecidos aos comercializadores regulados os proveitos permitidos na sua actividade de compra e venda de energia eléctrica. Neste sentido, os preços marginais da energia eléctrica adquirida pelos comercializadores regulados são ajustados mediante a aplicação de um factor de escala, único para todos os períodos tarifários, por forma a que a aplicação destes preços marginais às quantidades físicas nos pontos de entrega dos clientes finais, devidamente ajustadas para perdas

para o referencial da RNT, proporcionem aos comercializadores regulados os proveitos permitidos referidos.

2.7.3 AJUSTAMENTOS TRIMESTRAIS EM MAT, AT E MT E ANUAIS EM BT

Num ambiente liberalizado importa que as variações dos custos de aquisição de energia dos comercializadores regulados, associadas a variações de preço da energia adquirida no Mercado Organizado e através de contratos bilaterais, no âmbito da sua actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica sejam transferidas para os seus clientes o mais rapidamente possível. Procedendo desta forma, transmitem-se sinais económicos adequados aos clientes de forma que possam ser tomadas as decisões de consumo mais adequadas. Importa referir que o preço final dos clientes em MAT, AT e MT é fortemente condicionado pelos preços da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e que o preço final dos clientes em BT também é condicionado, mas em menor medida, o que motiva a adopção de critérios diferentes de aplicação dos ajustamentos.

Face ao exposto no parágrafo anterior, propõe-se que os preços da tarifa de Energia aplicáveis aos clientes em MAT, AT e MT continuem a ser ajustados trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início de cada ano por forma a repercutir os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica no Mercado Organizado e através de contratos bilaterais dos comercializadores regulados. Os preços da tarifa de Energia aplicáveis aos clientes em BT serão ajustados anualmente. Assim, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores regulados continuarão a ser ajustados trimestralmente ou anualmente, consoante fornecimentos em MAT, AT e MT ou BT, de forma a reflectir os ajustamentos de preços verificados na tarifa de Energia.

Para os fornecimentos aos clientes em MAT, AT e MT, o ajustamento trimestral, é determinado de forma a repercutir os desvios trimestrais dos custos de aquisição de energia eléctrica na tarifa, reflectindo-se a sua variação percentual na tarifa, o que permite preservar a estrutura de preços da tarifa de Energia. Assim, a fórmula de cálculo dos ajustamentos a aplicar torna-se independente do universo de clientes sobre o qual incidem os ajustamentos anuais e trimestrais. Desta forma, os ajustamentos trimestrais reflectem exclusivamente variações associadas aos preços de aquisição de energia eléctrica.

A mesma metodologia é aplicada aos fornecimentos em BT mas em base anual. Assim, a variação percentual dos custos trimestrais de aquisição de energia eléctrica durante um período anual é reflectida na tarifa de Energia aplicada em BT, o que permite preservar a sua estrutura de preços à semelhança da situação anterior.

2.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

As tarifas a pagar pelos clientes dos comercializadores regulados - tarifas de Venda a Clientes Finais - devem ser estabelecidas por forma a incluírem os pagamentos associados à utilização das redes e dos serviços de uso global do sistema.

Para o efeito, considera-se, à semelhança do quadro regulamentar actual, que as tarifas de Venda a Clientes Finais devem resultar da soma das tarifas de Acesso com as tarifas de Energia e de Comercialização, aplicadas exclusivamente aos clientes dos comercializadores regulados.

Desta forma, assegura-se que os clientes pagam o mesmo pelo acesso às redes independentemente do seu relacionamento comercial. Os pagamentos pelo acesso às redes só serão diferenciados para diferentes características eléctricas associadas ao consumo da energia eléctrica ou à utilização das redes.

A alteração das variáveis de facturação em algumas das tarifas por actividade reflecte-se nas tarifas de Venda a Clientes Finais, uma vez que estas são obtidas por soma das tarifas por actividade, preço a preço, devidamente ajustados para perdas.

No Quadro 2-9 apresentam-se as componentes das tarifas de Venda a Clientes Finais, realçando-se as alterações que resultam da consideração de novas variáveis de facturação nas tarifas por actividade.

Quadro 2-9 - Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
MAT	4	UGS URTMAT	URTMAT	E UGS URTMAT	E UGS URTMAT	E UGS URTMAT	E UGS URTMAT	URTMAT	URTMAT	CR _{NT} C _{NT}
AT	4	UGS URDAT	URDAT URDAT	E UGS URDAT URDAT	E UGS URDAT URDAT	E UGS URDAT URDAT	E UGS URDAT URDAT	URDAT	URDAT	CR _{NT} C _{NT}
MT	4	UGS URDMT	URDAT URDAT URDMT	E UGS URDAT URDAT URDMT	E UGS URDAT URDAT URDMT	E UGS URDAT URDAT URDMT	E UGS URDAT URDAT URDMT	URDMT	URDMT	CR _{NT} C _{NT}
BTE	3	UGS URDBT	E URDAT URDAT URDMT URDBT	E UGS URDAT URDAT URDMT URDBT	E UGS URDAT URDAT URDMT URDBT	E UGS URDAT URDAT URDMT URDBT		URDBT	URDBT	CR _{BTE} C _{BTE}
BTN (3)	3	UGS URDBT	-	E UGS URDAT URDAT URDMT URDBT	E UGS URDBT URDAT URDAT URDMT URDBT	E UGS URDAT URDAT URDMT URDBT		-	-	CR _{BTN} C _{BTN}
BTN (2)	2	UGS URDBT	-	E UGS URDAT URDAT URDMT URDBT	E UGS URDAT URDAT URDMT URDBT		-	-	CR _{BTN} C _{BTN}	
BTN (1)	1	UGS URDBT	-	E UGS URDAT URDAT URDMT URDBT			-	-	CR _{BTN} C _{BTN}	
BTN (IP)	1	-	-	E UGS URDAT URDAT URDMT URDBT CR _{BTN} C _{BTN}			-	-	-	

Legenda:

(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
TF	Preço do termo tarifário fixo
E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
Credes _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
Credes _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
Credes _{BTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

2.8.1 TARIFAS DE VENDA CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

MECANISMO DE CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

Na presente proposta de regulamentação, o actual mecanismo de convergência para tarifas aditivas é aperfeiçoado. As alterações introduzidas permitem agilizar o processo de convergência para tarifas aditivas, permitindo a aplicação de variações tarifárias diferenciadas por opção tarifária, mais elevadas naquelas que se encontrem mais afastadas das tarifas aditivas.

De igual modo, é considerado um conjunto de limites que permite atenuar acréscimos globais por opção tarifária e por cliente na medida em que se podem impor variações máximas, quer para os acréscimos tarifários por opção tarifária quer para os acréscimos de cada preço.

Para uma dada variação tarifária global, as opções tarifárias que apresentem preços médios inferiores aos que resultam da aplicação das tarifas aditivas, observarão acréscimos tarifários superiores à variação tarifária global. As receitas proporcionadas por estes acréscimos permitirão a aplicação de variações tarifárias abaixo da variação tarifária global nas restantes opções tarifárias.

A necessidade de se limitarem os acréscimos por opção tarifária a um valor máximo admissível conduz à limitação da variação de receitas nalgumas opções tarifárias. Esta situação obriga à limitação das variações de receitas nas opções tarifárias cujas variações sejam inferiores à variação tarifária global. As variações nestas opções tarifárias serão limitadas através de uma mesma constante multiplicativa, ou seja, as variações das receitas nestas opções tarifárias terão que ser limitadas, sendo-o retirando-se um valor percentual idêntico em todas as opções tarifárias nestas condições.

Um mecanismo semelhante é aplicado dentro de cada opção tarifária relativamente às variações aplicáveis a cada preço. Ou seja, para uma dada opção tarifária à qual se aplica uma determinada variação tarifária, os preços que resultem inferiores aos das tarifas aditivas deverão observar acréscimos superiores à média e, em contrapartida, os restantes preços deverão observar variações inferiores à média. A necessidade de se imporem variações máximas para cada preço, por forma a permitir limitar as variações de facturação observadas por cada cliente, originará a necessidade de se limitarem as reduções. Com efeito, a perda de receita associada aos preços sujeitos à limitação, deverá ser compensada em todos os preços que observam variações tarifárias inferiores à média, mediante a aplicação de um mesmo valor percentual. Assim, a redução de receitas associada aos vários preços que observam variações inferiores à média será limitada proporcionalmente em cada um destes preços.

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE REFERÊNCIA

A proposta regulamentar prevê a existência de tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental de referência. Estas tarifas são obtidas de forma semelhante às tarifas de Venda a Clientes Finais aplicadas pelos comercializadores regulados aos seus clientes. Não incluem contudo os pagamentos associados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral como os CMEC, os sobrecustos da Produção em Regime Especial (PRE) e os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas.

As tarifas de referência, a publicar, são calculadas segundo o mesmo mecanismo de convergência para tarifas aditivas acima descrito e proposto no regulamento.

A consideração das tarifas de Venda a Clientes Finais de referência e das tarifas de Venda a Clientes Finais efectivamente aplicadas aos clientes pelos comercializadores regulados, permite analisar o efeito nos pagamentos dos clientes associados, por um lado, a custos intrínsecos ao sector eléctrico e, por outro, aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral.

AJUSTAMENTOS TRIMESTRAIS

Os ajustamentos trimestrais aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT mantêm-se em vigor.

Propõe-se a alteração da sua forma de cálculo de modo a considerarem-se as alterações introduzidas nos ajustamentos trimestrais da tarifa de Energia.

MECANISMO DE LIMITAÇÃO DE ACRÉSCIMOS RESULTANTES DA CONVERGÊNCIA COM AS REGIÕES AUTÓNOMAS

Mantém-se o mecanismo de limitação de acréscimos nas tarifas de Venda a Clientes Finais resultante da convergência tarifária nas Regiões Autónomas. O sobrecusto com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas é limitado sempre que o acréscimo tarifário global das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental ultrapasse a variação do Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado prevista para esse ano.

EXTINÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS TRI-HORÁRIAS EM MT E SIMPLES EM BTN > 20,7 kVA

Propõe-se a eliminação das tarifas tri-horárias aplicáveis aos fornecimentos em MT. Nestas circunstâncias, as opções tarifárias em MT adoptam exclusivamente uma estrutura tetra-horária à semelhança das tarifas em MAT e AT.

Adicionalmente, propõe-se a extinção da tarifa simples para os fornecimentos de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA no final do novo período de regulação. Os comercializadores regulados deverão, no próximo período de regulação, orientar os clientes desta opção tarifária para outras mais vantajosas.

DESCONTOS

Tal como se encontra previsto regulamentarmente, o artigo 110.º do actual Regulamento Tarifário é eliminado por não ter aplicação no novo período de regulação.

2.8.2 TARIFAS DE VENDA CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

MECANISMO DE CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

O mecanismo de convergência do tarifário de Portugal continental às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira foi aperfeiçoado no sentido de tornar mais célere a convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais nas regiões autónomas para as de Portugal continental, quer em termos de preço médio global, quer em termos de preço médio por opção tarifária. Adicionalmente, prevê-se em cada opção tarifária a convergência da actual estrutura de preços para a estrutura de preços das tarifas aditivas de Portugal continental.

O mecanismo proposto permite assegurar que o preço médio global de cada região autónoma é igual ou superior ao preço médio global que seria obtido com a aplicação de tarifas de Venda a Clientes Finais idênticas às de Portugal continental, para os mesmos fornecimentos.

Adicionalmente, assegura que o preço médio de cada opção tarifária das regiões autónomas não é inferior ao que seria obtido por aplicação de tarifas iguais às de Portugal continental.

A consideração dos dois objectivos referidos assegura um tratamento equitativo e solidário de forma global entre os consumidores de energia eléctrica das regiões autónomas e de Portugal continental, uma vez que, rapidamente, se obtêm e mantêm iguais preços médios globais e por opção tarifária.

Em simultâneo com a convergência de preço médio global e por opção tarifária entre as regiões autónomas e Portugal continental deve ser promovida a convergência para tarifas aditivas, alterando-se a estrutura de preços de cada opção tarifária da região autónoma.

Naturalmente, os três processos de convergência, em preço médio global, em preço médio de cada opção tarifária e no preço de cada variável de facturação, estarão sujeitos a limites máximos de variação por forma a minimizarem-se os impactes globais e por opção tarifária e também por cliente.

A actuação destes limites máximos é sujeita, por um lado, à restrição de serem obtidos em cada região autónoma proveitos iguais aos que resultariam da aplicação das tarifas de Portugal continental e, por outro, à restrição de ser obtido o conjunto de proveitos definidos para cada opção tarifária.

A primeira restrição provoca nas opções tarifárias com preços médios superiores aos de Portugal continental, a limitação das variações inferiores à variação tarifária global da região autónoma.

A segunda restrição provoca a limitação das variações nos preços que apresentam valor superior ao das tarifas aditivas de Portugal continental. Estas tarifas aditivas são escaladas por forma a obter-se a variação desejada para a opção tarifária. No fundo, a alteração da estrutura de preços, de cada opção tarifária, é limitada nos preços que devem observar variações inferiores à média dessa opção tarifária.

EXTINÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS TRANSITÓRIAS

Até 2002, os sistemas tarifários das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira apresentavam tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica. Esta situação não é aceitável num sistema tarifário aditivo e não discriminatório, onde as tarifas de energia eléctrica devem ser oferecidas em igualdade de circunstâncias a todos os clientes de um mesmo nível de tensão, não devendo depender do uso dado à energia eléctrica.

A oferta das várias tarifas de energia eléctrica deverá ser orientada por forma a melhorar a aderência dos pagamentos dos vários clientes aos custos causados no sector eléctrico, tendo em conta o tipo de contadores disponíveis e os respectivos custos, bem como a necessidade de se obterem estruturas tarifárias simples para alguns clientes. As várias tarifas são oferecidas de forma não discriminatória aos clientes de um mesmo nível de tensão que, tendo em consideração as suas características eléctricas, deverão escolher a opção tarifária mais vantajosa.

Naturalmente, a aplicação de uma mesma tarifa a clientes com características eléctricas diferentes conduz à obtenção de preços médios de energia eléctrica diferenciados. Com efeito, aplicações com maiores utilizações da potência e com consumos mais pronunciados nas horas de vazio, ou seja, de menor procura, obterão preços de energia eléctrica mais reduzidos, os quais resultam de forma natural da aplicação de uma tarifa que esteja bem calibrada.

Por estas razões, o Regulamento Tarifário estabeleceu a extinção das tarifas dependentes do uso no SEPA e no SEPM, embora tenha definido a sua aplicação com carácter transitório em 2003 e 2004, no sentido de minimizar os impactes na facturação dos clientes destas opções tarifárias. Em 2004 analisaram-se os impactes associados à extinção destas opções tarifárias e consequente migração dos respectivos clientes para as opções tarifárias não dependentes do uso dado à energia eléctrica.

Atendendo aos impactes previstos, considerou-se ser de prolongar a aplicação destas tarifas durante o ano de 2005, recomendando-se que as empresas orientassem os clientes no sentido destes escolherem opções tarifárias mais adequadas, permitindo que o universo destes clientes fosse substancialmente reduzido.

No Regulamento Tarifário, a vigorar no próximo período de regulação, extinguem-se estas opções tarifárias dependentes do uso dado à energia. A entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deverão efectuar a

migração dos clientes que se encontram nestas opções tarifárias para a opção tarifária mais vantajosa do respectivo nível de tensão).

Nos Quadros 2-10 e 2-11 apresenta-se a trajectória de migração dos clientes actualmente em opções tarifárias transitórias para as opções tarifárias independentes do uso dado à energia.

Quadro 2-10 - Opções tarifárias dependentes do uso e a extinguir na Região Autónoma dos Açores

Opções tarifárias transitórias			Opções tarifárias a aplicar em 2006		
Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada
Baixa Tensão	Tarifa Simples (organismos)	3,45 a 17,25 kVA	Baixa Tensão	Tarifa Simples	1,15 a 17,25 kVA
	Tarifa Bi-horária (organismos)	3,45 a 17,25 kVA		Tarifa Bi-horária	3,45 a 17,25 kVA
	Tarifa Organismos	20,7 a 215 kVA		Tarifa Tri-horária	20,7 a 215 kVA
	Tarifa Organismos	> 20,7 kW		Tarifa Tri-horária	> 20,7 kW
	Tarifa Outros consumidores	20,7 a 215 kVA		Tarifa Tri-horária	20,7 a 215 kVA
	Tarifa Outros consumidores	> 20,7 kW		Tarifa Tri-horária	> 20,7 kW
Média Tensão	Tarifa Organismos	-	Média Tensão	Tarifa Tri-horária	-
	Tarifa Outros consumidores	-		Tarifa Tri-horária	-

Quadro 2-11 - Opções tarifárias dependentes do uso e a extinguir na Região Autónoma da Madeira

Opções tarifárias transitórias			Opções tarifárias a aplicar em 2006		
Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada
Baixa Tensão consumidores não domésticos	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	Baixa Tensão	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA		Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA
Baixa Tensão consumidores especiais	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	Baixa Tensão	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA		Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA
	Tarifa Simples	27,6 a 62,1 kVA		Não Prevista	
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 62,1 kVA		Tarifa Tri-horária	27,6 a 62,1 kVA
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 62,1 kVA		Tarifa Tri-horária	27,6 a 62,1 kVA
	Tarifa de Médias Utilizações	> 62,1 kW		Tarifa Tri-horária	> 62,1 kW
	Tarifa de Longas Utilizações	> 62,1 kW		Tarifa Tri-horária	> 62,1 kW
Média Tensão consumidores especiais	Tarifa de Curtas Utilizações 6,6 kV	-	Média Tensão	Tarifa Tri-horária	
	Tarifa de Médias Utilizações 6,6 kV	-		Tarifa Tri-horária	
	Tarifa de Longas Utilizações 6,6 kV	-		Tarifa Tri-horária	
	Tarifa de Curtas Utilizações 30 kV	-		Tarifa Tri-horária	
	Tarifa de Médias Utilizações 30 kV	-		Tarifa Tri-horária	
	Tarifa de Longas Utilizações 30 kV	-		Tarifa Tri-horária	
Alta Tensão consumidores especiais	Tarifa de Curtas Utilizações	≥ 6 MW	Alta Tensão	Tarifa Tri-horária	
	Tarifa de Médias Utilizações	≥ 6 MW		Tarifa Tri-horária	
	Tarifa de Longas Utilizações	≥ 6 MW		Tarifa Tri-horária	≥ 6 MW

OUTRAS ALTERAÇÕES

Tal como para Portugal continental mantém-se a aplicação dos ajustamentos trimestrais nas tarifas de Venda a Clientes Finais em AT e MT. As alterações introduzidas na metodologia de cálculo dos ajustamentos trimestrais na tarifa de Energia obrigaram a alterar o texto regulamentar no que se refere à definição dos ajustamentos trimestrais a aplicar nas tarifas de Venda a Clientes Finais das regiões autónomas.

Por último, eliminam-se os artigos que estabelecem a extinção dos descontos, aplicáveis anteriormente a 2002, na medida em que os mesmos já não se verificam.

3 PROVEITOS PERMITIDOS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Nos pontos seguintes apresentam-se as principais alterações com consequência nos proveitos permitidos em Portugal continental.

3.1 EXTINÇÃO DOS CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

SITUAÇÃO ATÉ À DATA

Em 2004, cerca de 68% do consumo referido à emissão foi abastecido por produtores com Contratos de Aquisição de Energia (CAE). A cada centro electroprodutor, com licença de produção vinculada, correspondia um CAE, em que o produtor vinculado se comprometia a abastecer o Sistema Eléctrico Público (SEP) em regime de exclusividade, na medida em que o CAE previa a venda em exclusivo à entidade concessionária da RNT de toda a energia eléctrica produzida pelo produtor vinculado. De uma forma genérica, o pagamento da energia eléctrica entregue ao SEP pelos produtores com licença de produção vinculada corresponde à soma de duas parcelas, o Encargo de Potência, que remunera o investimento, e o Encargo de Energia, que corresponde aos custos variáveis de produção.

Os custos decorrentes dos CAE são integralmente suportados, numa base anual, pelos clientes de energia eléctrica pertencentes ao SEP. Os encargos variáveis são ajustados trimestralmente, sendo estes ajustes reflectidos nas tarifas dos clientes do SEP em NT (MAT, AT e MT).

Por forma a regularizar a variação interanual dos encargos variáveis com a produção termoeléctrica e com a importação de electricidade, decorrente da irregularidade dos regimes hidrológicos, foi criado em 1991² um mecanismo de correcção de hidraulicidade ainda em vigor. O diferencial de custos devido à variação da produção hidroeléctrica é calculado pela diferença entre o custo de produção, obtido por simulação da exploração do sistema electroprodutor com o regime ocorrido, e o custo de referência, correspondente à média dos custos calculados por simulações efectuadas com os regimes hidrológicos verificados nos últimos 30 anos. Este diferencial é adicionado ao valor do Encargo de Energia.

EXTINÇÃO DOS CAE

O Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, obriga a adequar a estrutura do Sistema Eléctrico Nacional a um regime de mercado, em que os produtores possam vender a energia eléctrica livremente, sem estarem constrangidos por qualquer regime de exclusividade, como o que está enquadrado pelos CAE.

² Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de Setembro.

A Comissão Europeia e o Governo português reconheceram que a cessação antecipada dos CAE gera custos ociosos. Estes custos dizem respeito a custos afundados pagos no âmbito de um mercado regulado, que não podem ser recuperados quando o mercado for aberto à concorrência. Os custos afundados correspondem a investimentos que não podem ter outro fim para além daquele a que estavam inicialmente destinados.

No caso do sector eléctrico português, estes custos decorrem de investimentos em produção de energia eléctrica que foram centralmente planeados e que têm por base um retorno financeiro de longo prazo.

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, determina que os produtores e a entidade concessionária da RNT sejam compensados pela cessação antecipada dos CAE. Esta compensação corresponde aos CMEC. Assim, os artigos 1.º e 2.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 estabelecem que os CMEC são as compensações pecuniárias que permitem a cessação antecipada dos CAE. Os CMEC visam garantir, às partes contraentes dos CAE, a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por estes contratos, que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis, em regime de mercado. O Decreto-Lei n.º 240/2004 estabelece que os produtores podem ceder a terceiros os direitos de recebimento dos CMEC.

O Decreto-Lei n.º 240/2004 define igualmente o montante máximo dos CMEC, a metodologia de cálculo destes, e a forma como são pagos. Os CMEC são compostos por uma parcela fixa e por uma parcela de acerto. A parcela fixa corresponde ao valor previsto, à data de cessação dos CAE, das receitas³ actualizadas, que os produtores deixam de receber com a cessação dos CAE. Este valor é deduzido das receitas expectáveis, actualizadas, a obter pelo produtor no mercado organizado, com base num preço médio de referência de 36 €/MWh. A taxa de actualização utilizada na determinação dos CMEC é a taxa de juro equivalente ao rendimento das Obrigações do Tesouro (OT) de longo prazo acrescida de um prémio de 25 pontos percentuais. A repercussão deste montante nas tarifas é efectuada sob forma de uma renda constante⁴ até que os CMEC possam ser repercutidos, isto é, até à data de cessação originalmente prevista para o CAE com o prazo mais longo de entre os contratos celebrados para cada produtor.

A parcela de acerto integra os ajustamentos ao valor dos CMEC, desde que positivos. Assim, o valor dos CMEC é ajustado anualmente, durante 10 anos ou até ao último ano de vigência do CAE da central, se este for inferior a esse prazo, e por um ajustamento final, com impacte a partir do 11.º ano, para as centrais cujos CAE teriam uma vigência superior a 10 anos, a partir do ano de entrada em vigor dos CMEC. Estes ajustamentos integram a parcela de acerto.

³ Remuneração do investimento e compensação pelos encargos variáveis.

⁴ A taxa da renda é a menor das seguintes taxas: custo médio de capital do produtor e taxa de juro anual (incluindo os custos decorrentes da montagem da titularização) associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários titularizados.

Nos 10 primeiros anos, os ajustamentos têm por finalidade ajustar os CMEC à evolução dos parâmetros utilizados na determinação destes: disponibilidade das centrais, inflação, custos dos combustíveis, preços de mercado, etc. No final do 10.º ano é determinado o ajustamento final, sob forma de renda⁵. Este ajuste tem por base a diferença entre os valores previstos e verificados dos parâmetros utilizados na determinação dos CMEC nos primeiros 10 anos.

O Decreto-Lei n.º 240/2004 prevê igualmente que o produtor recebe os CMEC e os ajustamentos positivos, devendo estes montantes serem repercutidos pela totalidade dos clientes de energia eléctrica do território nacional, sob a forma de encargos incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema. Este Decreto-Lei determina que esta tarifa deve adoptar uma estrutura binómia, constituída por um termo fixo, dependente da potência contratada pelo consumidor, e outro variável, dependente da energia consumida, sendo os encargos que integram a parcela fixa e de acerto internalizados no termo fixo da tarifa.

Este Decreto-Lei determina ainda que, caso os ajustamentos aos CMEC sejam negativos, os respectivos montantes devem ser pagos pelos produtores à REN e revertidos na tarifa UGS.

Finalmente, salienta-se que o Decreto-Lei n.º 240/2004 determina o fim do mecanismo de correcção de hidraulicidade.

IMPACTE FINANCEIRO DA CESSAÇÃO ANTECIPADA DOS CAE

O impacte financeiro da cessação antecipada dos CAE é apresentado nas figuras que se seguem.

A Figura 3-1 compara a evolução das receitas expectáveis dos produtores titulares de licença de produção vinculada caso os CAE se mantivessem, com a evolução destas receitas tendo em conta a nova organização do sector eléctrico, isto é, tendo em conta as receitas decorrentes das vendas no mercado e do pagamento dos CMEC. Os montantes são apresentados a preços de Junho de 2004. A renda anual dos CMEC é determinada à taxa utilizada para actualizar as receitas dos CAE não recebidas com a abertura do mercado⁶. Para este efeito considerou-se uma taxa igual a 3,78%⁷.

As receitas de mercado têm por base o preço de referência dos CMEC, 36 €/MWh. Os encargos dos CAE (Encargo de Potência e Encargo de Energia) são calculados com base nos pressupostos utilizados para o cálculo dos CMEC.

⁵ A taxa da renda é calculada da mesma forma do que a taxa aplicada à renda da parcela fixa.

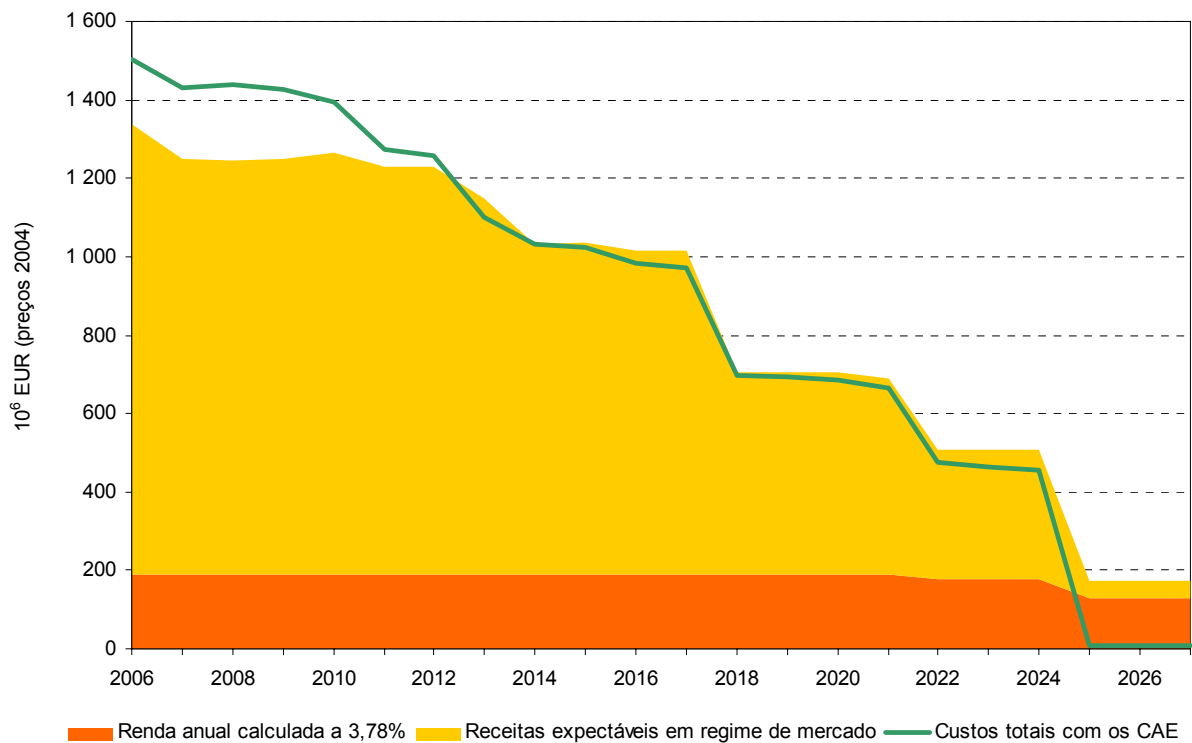
⁶ Estas são dadas no gráfico pela diferença entre a curva verde e a área sombreada a amarelo.

⁷ Valor utilizado no cálculo do valor provisório da compensação devida pela cessação antecipada dos CAE da CPPE.

Observa-se que, independentemente da cessação dos CAE ou não, a receita expectável dos produtores para as condições referidas nos CMEC, diminuirá ao longo do tempo. A cessação dos CAE acelerará esta diminuição nos primeiros anos. Contudo, a partir de 2011, os produtores deverão ter receitas superiores com os CMEC do que se os CAE se mantivessem em vigor. Esta diferença aumenta consideravelmente nos três últimos anos de pagamentos dos CMEC, isto é, a partir de 2024.

Em suma, com a cessação antecipada dos CAE há uma transferência de encargos do presente para o futuro.

Figura 3-1 - Receitas dos produtores decorrentes dos CAE e decorrentes do mercado (com renda dos CMEC à taxa de 3,78%)

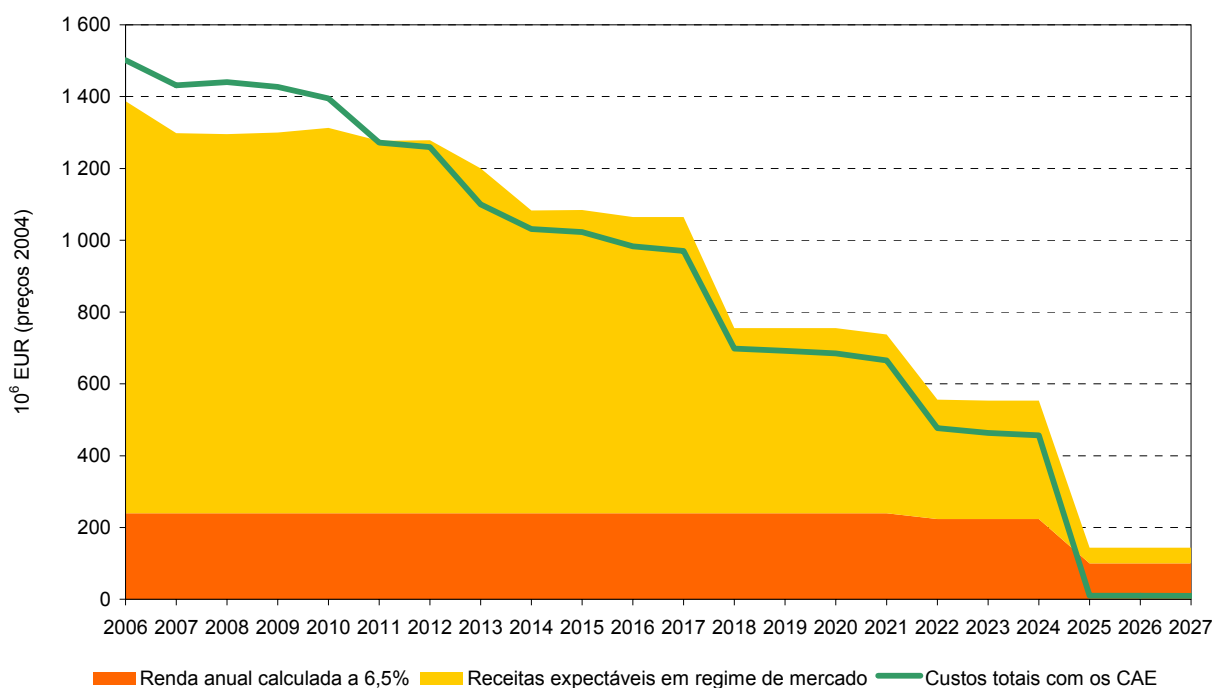


Contudo, o Decreto-Lei n.º 240/2004 não estabelece que a renda seja calculada à mesma taxa do que a utilizada para a actualização das receitas que não sejam recebidas com a cessação dos CAE. Estabelece que a taxa da renda deverá ser a menor das seguintes taxas: o custo médio de capital do produtor e a taxa de juro anual (incluindo os custos decorrentes da montagem da titularização) associada aos pagamentos realizados aos titulares de valores mobiliários titularizados.

Esta taxa será muito provavelmente superior à taxa de actualização, criando assim uma mais valia sobre o investimento dos produtores não contemplada nos CAE⁸.

A Figura 3-2 apresenta a evolução das receitas expectáveis dos produtores titulares de licença de produção vinculada caso os CAE se mantivessem e a evolução destas receitas tendo em conta a nova estrutura do mercado, caso a renda da parcela fixa dos CMEC seja calculada à taxa de 6,5%. Observa-se por um lado, que o momento a partir do qual as receitas dos produtores, com a abertura do mercado, se tornam superiores às receitas que decorreriam com os CAE, é antecipado um ano relativamente à simulação anterior e, por outro lado, que o nível global das receitas decorrentes dos CMEC aumenta substancialmente. Neste caso há um evidente incremento das receitas dos produtores.

Figura 3-2 - Receitas dos produtores decorrentes dos CAE e decorrentes do mercado (com renda dos CMEC à taxa de 6,5%)



Para além destes impactes, haveria que analisar os impactes decorrentes dos ajustamentos anuais dos CMEC à evolução dos parâmetros que os definem, nomeadamente os parâmetros que determinam os custos unitários de produção e os preços de mercado. Todavia, caso o mercado funcione correctamente

⁸ À data de celebração dos CAE dos centros electroprodutores pertencentes à EDP, em meados de 1996, a taxa de rendimento das obrigações de tesouro a longo prazo era de cerca de 8,5%. Este é o valor considerado nestes CAE para a remuneração do activo líquido das centrais.

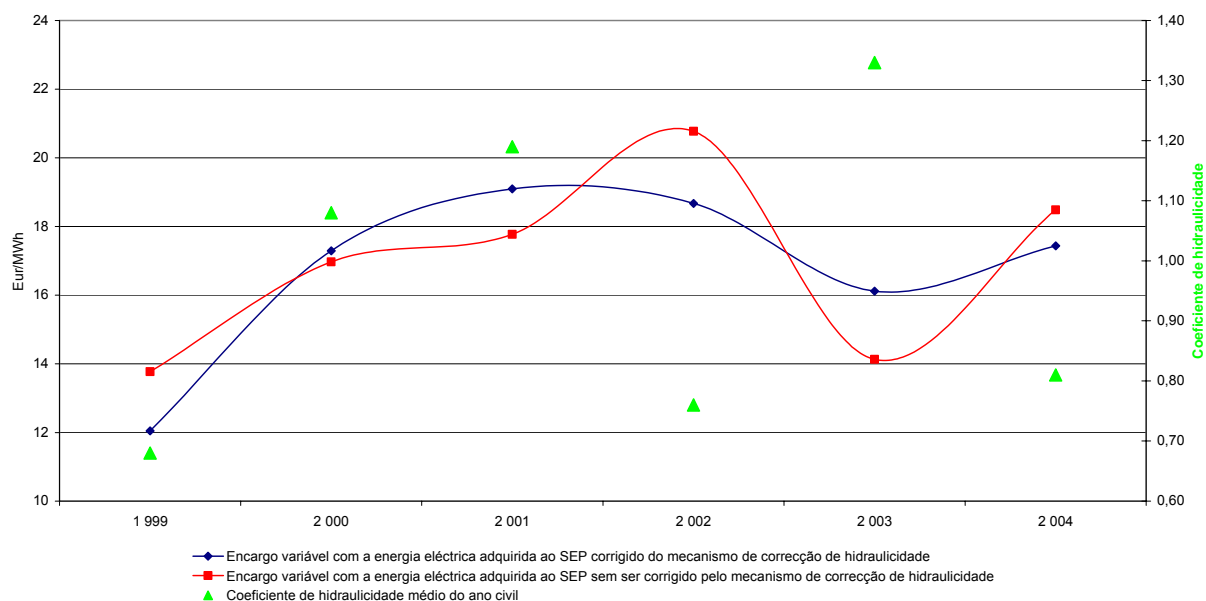
estes impactes deverão ser diminutos, tendo em conta que um aumento dos custos unitários de produção deverá ter por contrapartida um aumento dos preços de mercado.

IMPACTE FINANCEIRO DO FIM DO MECANISMO DE CORRECÇÃO DE HIDRAULICIDADE

Como referido anteriormente, o Decreto-Lei n.º 240/2004 estabelece igualmente o fim do mecanismo de correcção de hidraulicidade. Este mecanismo tem por objectivo a atenuação da volatilidade nos custos de produção decorrentes da irregularidade dos regimes hidrológicos. No âmbito do SEP, este mecanismo fazia todo o sentido, nomeadamente porque a conjugação da volatilidade dos custos de produção e da estabilidade das receitas da venda de energia eléctrica, inerente à estabilidade tarifária, condicionava a gestão do sistema eléctrico. Registe-se contudo que a contribuição desta fonte de energia para a produção de energia eléctrica tem vindo a diminuir.

A Figura 3-3 apresenta, para o período compreendido entre 1999 e 2004, a evolução dos custos variáveis unitários de aquisição ao SEP com e sem mecanismo de correcção de hidraulicidade. Nesta figura também se encontra a evolução do coeficiente de hidraulicidade durante esse período.

Figura 3-3 - Efeito da correcção de hidraulicidade nos custos médios unitários de aquisição ao SEP



A Figura 3-3 permite observar que em anos particularmente anómalos em termos de afluência hidrológica como seja o ano de 2003, particularmente húmido, e o ano de 1999, particularmente seco, o efeito do mecanismo de correcção de hidraulicidade consistiu num ajustamento para cima ou para baixo dos custos variáveis de produção de cerca de 2 €/MWh.

Verifica-se ainda que, com a existência do mecanismo de correcção de hidraulicidade, as variações anuais do preço médio unitário de aquisição de energia eléctrica, o qual depende também de outros factores, como por exemplo o custo dos combustíveis, é muito menor.

Importa referir que, para o cálculo deste mecanismo, foi imposto um limite máximo ao custo do combustível considerado como fonte marginal de produção (fuel), limitando-o a 124,70 €/ton⁹. Assim, na simulação da exploração real do sistema electroprodutor utiliza-se esse valor máximo pré-definido, pelo que, caso se tenham utilizado centrais com este tipo de combustível e se o seu preço ultrapassar esse valor máximo pré-definido, determinam-se custos de produção mais baixos, sendo o diferencial de hidraulicidade também inferior ao que sucederia caso não houvesse limitação ao custo dos combustíveis. Nesta situação o mecanismo de correcção de hidraulicidade não elimina na totalidade a irregularidade hidrológica.

3.2 EXISTÊNCIA DE MERCADO ORGANIZADO

De acordo com o Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, o mercado organizado é o sistema através do qual é efectuado o encontro entre a oferta e a procura de energia eléctrica, através de diferentes modalidades de contratação realizadas pelos diferentes agentes de mercado.

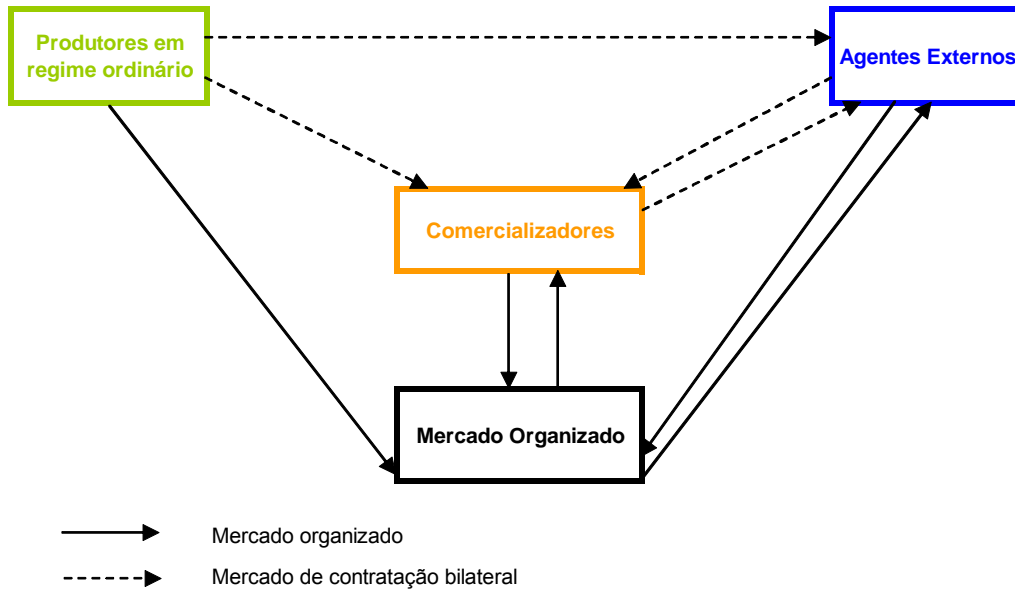
Os agentes do SEN que podem realizar as suas actividades em regime de mercado são:

- Os produtores em regime ordinário - entidades detentoras de pelo menos uma licença de produção e que podem vender a sua produção de energia eléctrica no mercado organizado ou através de contratos bilaterais. Estas entidades podem também exportar energia eléctrica.
- Os comercializadores - entidades que detêm uma licença de comercialização e que podem comprar ou vender energia eléctrica no mercado organizado ou através de contratos bilaterais. Estas entidades podem também importar e exportar energia eléctrica.
- Os clientes com estatuto de agente de ofertas - entidades que podem comprar energia eléctrica no Mercado Organizado ou através de contratos bilaterais. Estas entidades podem ainda realizar importações de energia eléctrica.
- Os agentes externos - entidades estabelecidas e reconhecidas legalmente noutros Estados da União Europeia como tendo o direito de compra e venda de energia eléctrica. Estes agentes podem comprar energia eléctrica, para o seu mercado de origem, no mercado organizado ou através de contratos bilaterais, com produtores ou comercializadores. Podem também vender energia eléctrica no mercado organizado ou a comercializadores, através dos contratos bilaterais.

⁹ Despacho n.º 14 431/2000, de 17 de Julho, do Ministério da Economia.

As formas de comercialização entre os agentes e entre estes e o Mercado Organizado podem ser esquematizadas da seguinte forma:

Figura 3-4 - Nova organização do mercado



No Mercado Organizado podem ainda realizar-se diferentes modalidades de contratação, nomeadamente mercados a prazo, mercado diários e mercado intradiário, estando estas sujeitas a autorização por parte de uma entidade gestora de mercado, designada por operador de mercado, constituída para o efeito.

No âmbito da cessação dos CAE, o Agente Comercial deve vender toda a energia eléctrica adquirida às centrais, cujos CAE permaneçam em vigor, no mercado organizado, devendo esta ser adquirida pelo comercializador regulado. Caso o valor a pagar aos produtores não seja igual ao valor das vendas que o Agente Comercial realizou no mercado, esta diferença deve ser internalizada na tarifa de Uso Global do Sistema.

No entanto, poderá vir a ocorrer que a data de entrada em funcionamento do Mercado Organizado e de aplicação dos CMEC não coincida com a data de entrada em vigor das tarifas de energia eléctrica calculadas de acordo com o presente Regulamento Tarifário, pelo que existirá um período em que os pagamentos e recebimentos dos agentes de mercado acima referidos se processarão em conformidade com regras que assentam em diferentes disposições legais. Tendo em vista regularizar essa situação, o Regulamento Tarifário prevê a aplicação de ajustamentos de forma a conciliar os valores pagos e recebidos pelos agentes durante este período e os valores que seriam devidos pela aplicação das disposições do presente Regulamento.

3.3 EXISTÊNCIA DE COMERCIALIZADORES REGULADOS E DE COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 184/2003, de 20 de Agosto, define as condições de exercício em regime de mercado, das actividades de comercialização e de importação e exportação de energia eléctrica.

De acordo com o referido diploma, o comercializador é uma entidade que exerce a actividade de compra por grosso e venda por grosso ou a retalho de energia eléctrica, em nome próprio ou em representação de terceiros. No exercício da sua actividade, os comercializadores ficam sujeitos a obrigações de serviço público. A actividade de Comercialização é realizada nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais, com produtores, agentes externos, outros comercializadores e clientes finais.

O Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, atribui o estatuto de comercializador de último recurso ao comercializador que, paralelamente à obrigação de serviço público, lhe seja atribuída a obrigação de serviço universal de fornecimento de energia eléctrica. Assim, o comercializador de último recurso está obrigado a assegurar o fornecimento de energia eléctrica a clientes de outros comercializadores, no caso de incumprimento do respectivo comercializador, ou a outros clientes, sempre que não haja um comercializador que o queira fazer em condições comerciais devidamente justificadas.

Enquanto a actividade de comercialização for exercida simultaneamente em regime não concorrencial e em regime de mercado, a prestação de obrigações de serviço universal pode ser assegurada através do comercializador regulado, os quais são responsáveis pelo fornecimento de energia eléctrica aos clientes que, por opção própria, se encontrem sujeitos ao regime de tarifa regulada.

Quando a figura de comercializador regulado deixar de existir, as funções de comercializador de último recurso transitam para o operador da rede de distribuição, que deverá observar as regras de separação de contas.

ALTERAÇÕES NA DEFINIÇÃO DE ACTIVIDADES DO DISTRIBUIDOR EM MT E AT

O Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, atribuiu as funções de comercializador regulado e de último recurso à EDP - Distribuição de Energia, S.A., enquanto não for estabelecido o novo regime jurídico das bases de organização e funcionamento do sector eléctrico.

O Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, atribui a função de comercializador regulado não só à EDP Distribuição de Energia, S.A. mas também aos demais distribuidores vinculados, dentro das suas áreas de concessão.

As actividades “Comercializador no SEP” e “Compra e Venda de Energia Eléctrica” passam a ser executadas pelo comercializador regulado EDP - Distribuição de Energia, S.A.

RENDAS DE CONCESSÃO

O Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro e o Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, estabelecem que as regras que determinam o valor da renda a pagar actualmente pela concessionária da distribuição de energia eléctrica em baixa tensão na área do domínio do município concedente, nos termos do disposto no n.º 2 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de Setembro, mantêm-se em vigor, independentemente do número de clientes que exercerem o direito de escolha do fornecedor até à revisão ou aprovação dos regulamentos da competência da ERSE.

De acordo com o n.º 2 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 344-B/82, de 1 de Setembro, com a redacção dada pelo Decreto-lei n.º 17/92, de 5 de Fevereiro, a EDP só tem de pagar uma renda aos municípios com quem tenha celebrado contrato de concessão de distribuição de energia eléctrica em baixa tensão. Esta renda é calculada com base nos elementos do ano imediatamente anterior àquele a que dizem respeito. A renda resulta da aplicação de um valor percentual, em função da densidade dos clientes do concessionário em baixa tensão, por quilómetro quadrado, à facturação em baixa tensão.

Até 2004 *inclusive*, e tendo em conta que a renda é calculada com base nos valores do ano anterior, toda a comercialização em baixa tensão (BTE + BTN + IP) era efectuada pela EDP e, portanto, ao se considerar o montante das rendas de concessão nos proveitos permitidos em BT na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e, conseqüentemente, na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, garantia-se que este custo era pago por todos os clientes em baixa tensão e que os municípios recebiam a totalidade do valor. Com a liberalização do mercado e com a possibilidade de todos os clientes de BT poderem escolher livremente o seu fornecedor, o distribuidor em MT e AT deixa de conhecer a totalidade da facturação em BT, passando a conhecer apenas aquela que é facturada por ele enquanto comercializador regulado.

O custo com as rendas deverá manter-se na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, ficando o distribuidor em MT e AT como o único responsável pelo seu pagamento, sendo necessário alterar a regra de cálculo das mesmas de forma a não penalizar os municípios. Assim, as rendas deverão ser calculadas simulando a facturação em BT do ano anterior, que resulta da aplicação das tarifas de venda aos clientes do comercializador regulado em BT às quantidades entregues pela rede de distribuição em BT.

O RISCO DE COBRANÇA

Tendo em conta a nova organização do sistema eléctrico, o risco de cobrança dever-se-á manter na actividade de Comercialização, uma vez que se pressupõe que todos os custos a montante não geram créditos em mora superiores a 6 meses, pelo que de acordo com o Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRC) não são passíveis de constituição de provisão.

O problema das provisões surge quando se prevê a recuperação de créditos anteriores a 1999, em que estas foram constituídas num quadro organizacional do sector caracterizado pela existência de uma empresa única verticalmente integrada ou pela inexistência de uma estrutura tarifária assente em tarifas aditivas, cujos montantes foram pagos por todos os consumidores em função do nível de tensão a que estavam ligados.

Assim, é necessário prever um mecanismo no Regulamento Tarifário que actue quando se verificarem estes acordos de recuperação de créditos antigos.

O montante de utilizações de provisões, resultantes de campanhas de recuperação de dívidas anteriores a 1999, devem ser aceites *a posteriori*, com um diferimento de dois anos, com base em valores reais, nos ajustamentos das 3 actividades do comercializador regulado, proporcionalmente aos proveitos proporcionados pelas respectivas actividades.

A opção por estes valores ficarem nas demonstrações financeiras do comercializador regulado prende-se com o facto de se impor uma separação contabilística das actividades exercidas pelo distribuidor em MT e AT. Como referido anteriormente, o risco de cobrança é suportado pelo distribuidor em MT e AT enquanto comercializador regulado, donde as utilizações das provisões constituídas para esse efeito deverão ser reflectidas nas actividades do comercializador regulado.

3.4 TERRENOS DAS CENTRAIS TÉRMICAS E DOS APROVEITAMENTOS HIDROELÉCTRICOS DE DOMÍNIO PÚBLICO

O Decreto-Lei n.º 198/2003, de 2 de Setembro, estabelece no seu artigo 4º que “[...]a entidade concessionária da RNT fica autorizada a transmitir para os produtores os seus terrenos que constituem os sítios dos centros electroprodutores [...], com excepção dos que integram o domínio hídrico.”. Nos artigos 5º e 6º do mesmo diploma são identificados três tipos de terrenos de natureza diferente:

- Os terrenos pertencentes à entidade concessionária da RNT, situados fora do domínio hídrico e que integram o sítio onde se encontram estabelecidos centros electroprodutores hidroeléctricos, que serão adquiridos ou arrendados pelo titular de licença vinculada de produção a quem o centro electroprodutor está associado.
- Os terrenos pertencentes à entidade concessionária da RNT, que integram o sítio onde se encontram estabelecidos centros electroprodutores termoeléctricos, que serão adquiridos ou arrendados pelo titular de licença vinculada de produção a quem o centro electroprodutor está associado.

- Os terrenos afectos aos centros electroprodutores situados no domínio hídrico, que se mantêm na posse da entidade concessionária da RNT, sendo-lhe garantida uma remuneração anual associada ao respectivo activo amortizado.

Posteriormente, foi publicada a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro, que estabelece que:

- Os custos decorrentes da aquisição ou arrendamento, por parte dos produtores vinculados dos terrenos afectos aos centros electroprodutores, térmicos ou hídricos não pertencentes ao domínio público hídrico, devem ser incluídos nos CMEC, como encargos de exploração, no âmbito da definição das eventuais compensações devidas aos produtores vinculados.
- Os terrenos que integrem o domínio público hídrico devem manter-se afectos à entidade concessionária da RNT, com quem devem ser celebrados contratos de concessão de utilização do domínio público hídrico, tendo a entidade concessionária da RNT o direito ao recebimento de uma remuneração anual.

O Decreto-Lei n.º 153/2004, de 30 de Junho, estabelece as disposições aplicáveis à titulação e registo dos terrenos, reconhecendo à concessionária da RNT os direitos de utilização, em regime de concessão, do domínio público hídrico. Este Decreto-Lei refere ainda que os custos associados às duas soluções apresentadas na Portaria (relativamente ao tratamento a dar aos terrenos não pertencentes ao domínio público hídrico e aos terrenos associados ao domínio público hídrico) são recuperados através das tarifas reguladas pagas pelos consumidores de energia eléctrica, sendo os respectivos custos imputados a uma tarifa que seja aplicável a todos os consumidores, de forma a garantir uma repartição equitativa por todos os consumidores.

Para tal, a recuperação destes custos por todos os consumidores de energia eléctrica será incluída na tarifa de Uso Global do Sistema, ao invés do sistema actual em que se encontram repercutidos na tarifa de Energia.

3.5 ESCOLHA DE FORNECEDOR

A crescente liberalização do sector eléctrico vem permitir a abertura do mercado de energia eléctrica a todos os clientes, aumentando de uma forma muito significativa o número de instalações que podem livremente escolher o seu fornecedor de energia eléctrica. O Gestor de Ofertas era a entidade responsável pela gestão do processo de mudança de fornecedor. Agora, e tendo em conta a dimensão do universo que passa a dispor da possibilidade de escolher o fornecedor, por uma questão de economias de escala, a gestão do processo de mudança de fornecedor foi atribuída ao distribuidor em MT e AT.

Os custos incorridos pelo distribuidor em MT e AT - por exemplo, investimentos em *software* de *switching* e em equipamentos de contagem tri-horária em BTN - são incluídos, desde que devidamente

justificados, nos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes. Estes custos são, assim, recuperados na tarifa de Comercialização de Redes, sendo esta tarifa paga por todos os clientes.

Por forma a justificar os custos incorridos na gestão do processo de mudança de fornecedor, o operador da rede de distribuição em Portugal continental deve apresentar um plano de investimentos em sistemas de gestão do processo de mudança de fornecedor, com a informação desagregada por tipo de fornecimento e nível de tensão, tendo em vista a imputação dos custos aos clientes que os originam.

Anualmente, o operador da rede de distribuição em Portugal continental deverá enviar um relatório de execução, no qual serão descritas as acções executadas e os custos incorridos.

3.6 A NOVA ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

3.6.1 A REGULAÇÃO ECONÓMICA DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

De acordo com as recentes alterações introduzidas na organização do Sistema Eléctrico Nacional, a entidade concessionária da RNT desenvolverá as seguintes actividades reguladas:

- Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)
- Gestão Global do Sistema (GGS)
- Transporte de Energia Eléctrica (TEE)

A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica é desempenhada pela entidade concessionária da RNT enquanto Agente Comercial. As restantes actividades são desempenhadas pelo operador da rede de transporte.

No Regulamento Tarifário continua a exigir-se às empresas a separação de contas por actividade, de modo a permitir a apresentação de um balanço e demonstração de resultados por cada uma delas. Pretende-se, assim, um tratamento contabilístico idêntico ao que seria exigido, caso as actividades fossem exercidas por empresas distintas.

A regulação económica para as actividades exercidas pelo Agente Comercial e pelo operador da rede de transporte não sofre alterações em relação ao estabelecido no Regulamento Tarifário em vigor. As actividades são reguladas tendo por base custos anuais aceites *a priori* (valores previsionais) e a aplicação de uma taxa de remuneração sobre os activos afectos a cada actividade. Posteriormente, estão previstos mecanismos de ajustamento, com desfasamento de dois anos, do nível de proveitos, tendo em conta os custos reais incorridos pela empresa e a procura de energia eléctrica verificada.

3.6.2 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica tem como principal função a aquisição de energia eléctrica aos produtores titulares de licença de produção vinculada com CAE, bem como à PRE e, posteriormente, a venda desta energia eléctrica no Mercado Organizado.

Os proveitos regulados desta actividade resultam da diferença entre os custos de aquisição da energia a produtores titulares de licença de produção vinculada com CAE e à PRE e os proveitos obtidos no Mercado Organizado pela venda desta energia, dando origem aos sobrecustos SCAE e SPRE. Estes proveitos recuperam ainda os custos de funcionamento desta actividade.

Os proveitos regulados são recuperados através dos preços de energia activa da parcela II da tarifa UGS.

Nesta actividade existe um ajustamento anual provisório resultante da diferença entre os proveitos a recuperar no ano $t-1$ pela aplicação do preço da energia activa da parcela II da tarifa UGS às quantidades estimadas colocadas pelo Agente Comercial no Mercado Organizado, e os proveitos regulados desta actividade recalculados com base nos valores estimados. Este ajustamento assume um carácter definitivo no ano t , tendo em conta os valores ocorridos no ano $t-2$.

Como na nova organização do sector eléctrico não há relacionamento entre o Agente Comercial e o comercializador regulado, as disposições transitórias incluem um artigo onde se prevê que, nos dois primeiros anos de aplicação do novo regulamento, os ajustamentos ao abrigo dos artigos 72.º e 75.º do Regulamento Tarifário em vigor são recuperados pelo Agente Comercial em duodécimos (metodologia actualmente utilizada).

Relativamente ao comercializador regulado, estes valores já estão contemplados uma vez que no artigo relativo à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica se refere que, nos dois primeiros anos de aplicação do Regulamento, o ajustamento referente a $t-2$ corresponde à soma dos ajustamentos previstos ao abrigo do artigo 79.º do anterior Regulamento Tarifário.

Estes ajustamentos dizem respeito a:

- Ajustamentos a recuperar pela actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no âmbito do Regulamento Tarifário em vigor, relativos aos ajustamentos da parcela fixa referente aos anos de 2004 e 2005.
- Ajustamentos trimestrais a recuperar pela actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no âmbito do Regulamento Tarifário em vigor, relativos aos ajustamentos da parcela variável referentes ao 3º e 4º trimestres de 2005.

3.6.3 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A actividade de Gestão Global do Sistema compreende a função de gestor de sistema exercida pelo operador da rede de transporte. Ao operador da rede de transporte, na sua função de gestor de sistema, compete a gestão técnica do mesmo, nomeadamente a monitorização técnica, a sua gestão e operação em tempo real, a gestão de incidentes e a disponibilização dos serviços auxiliares indispensáveis. Compete igualmente ao operador do sistema a gestão dos fluxos de electricidade na rede, tendo em conta as trocas com outras redes interligadas.

Os custos desta actividade são agrupados em 3 rubricas:

- Custos da actividade de GGS.
- Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse geral.
- Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.

CUSTOS DA ACTIVIDADE DE GGS

Os custos da actividade de GGS incluem:

- Amortização e remuneração dos activos afectos a esta actividade.
- Custos dos Serviços de Sistema.
- Custos de exploração.
- Custos com a ERSE.
- Custos de funcionamento do Mercado Organizado.
- Outros proveitos.
- Ajustamento anual, com desfasamento de dois anos, tendo em conta valores ocorridos em $t-2$.

Nos dois primeiros anos de aplicação deste regulamento, o ajustamento é calculado de acordo com o artigo 73.º do Regulamento Tarifário vigente.

CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL E DE INTERESSE GERAL

Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse geral incluem:

- Custo com a convergência tarifária na RAA e RAM, incluindo o desvio previsional de facturação.
- Amortização e remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico.
- Proveitos regulados da actividade de CVEE do Agente Comercial.

- Ajustamento anual, com desfasamento de dois anos, tendo em conta valores ocorridos em $t-2$ e os custos com o Programa Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica. Este ajustamento só se aplica dois anos depois do regulamento entrar em vigor.

CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

Os CMEC incluem:

- Parcela Fixa.
- Parcela de Acerto.
- Custos revertidos na tarifa.

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, é omissivo na forma como se revertem os ajustamentos negativos na tarifa UGS e se estes devem incluir juros, pelo que se considera que a metodologia a utilizar deverá ser análoga à utilizada no caso de ajustamentos positivos (parcela de acerto).

A taxa de juro a aplicar pelo desfasamento entre os pagamentos dos ajustes pela entidade concessionária da RNT aos produtores (com início a 1 de Abril) e a repercussão destes nas tarifas (a partir de 1 de Janeiro do ano seguinte) deverá ser a taxa EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

3.6.4 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Transporte de Energia Eléctrica inclui o planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da rede da RNT e das interligações.

No cálculo dos proveitos permitidos desta actividade, as alterações prendem-se com os custos a recuperar relativos à promoção do desempenho ambiental e com a inclusão dos proveitos provenientes da gestão de congestionamento nas interligações, ambos os valores aceites apenas *a posteriori*.

Relativamente aos custos com a promoção do desempenho ambiental, estes eram repartidos pelas três actividades reguladas da entidade concessionária da RNT: Aquisição de Energia Eléctrica, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Eléctrica, passando agora a ser considerados, na totalidade, na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

3.6.5 QUADRO SÍNTESE

O Quadro 3-1 sintetiza as actividades da entidade concessionária da RNT, tendo em conta a nova organização do Sector Eléctrico.

Quadro 3-1 - Actividades da entidade concessionária da RNT

Sujeitos	Actividades com contabilidade separada	Descrição das actividades	Recuperação dos proveitos	Componentes do nível de proveitos	Custos aceites a posteriori	Ajustamento
Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEE)	Aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE e aos produtores em regime especial.	Venda da energia no Mercado Organizado. Aplicação dos preços de energia activa da parcela II da UGS	Sobrecusto com a aquisição aos produtores com CAE. Sobrecusto com a aquisição os produtores em regime especial. Custos de funcionamento da actividade.		Ajustamento anual provisório com base em valores estimados para o próprio ano. Ajustamento definitivo com base nos valores ocorridos.
Operador da Rede de Transporte	Gestão Global do Sistema (GGS)	Monitorização técnica do sistema, a sua gestão e operação em tempo real, a gestão de incidentes, o accionamento do regime de interruptibilidade e a disponibilização dos serviços auxiliares indispensáveis. Gestão de fluxos de electricidade na rede, tendo em conta as trocas com outras redes interligadas.	Aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.	Custos da actividade de GGS: Custos associados à coordenação técnica do sistema. Amortização e remuneração dos activos afectos à actividade de GGS. Custos da ERSE. Custos de instalação, remuneração dos activos e saldo de funcionamento do Mercado Organizado. Custos de decorrentes de medidas de política energética ambiental e interesse geral: Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (valor a pagar às RAs). Custos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial. Amortização e remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico. Custos com os CMEC: Parcela Fixa (CMEC + encargos) - alíneas a) e b) do n.º 4 do art.º 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004. Parcela Variável (Ajust. anual >0 + encargos + Ajust. final >0 + encargos) - alíneas a) a d) do n.º 5 do art.º 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004. Valores negativos referentes aos CMEC - n.º 6 do art.º 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004.	Custos com Programas de Eficiência no Consumo	Ajustamento anual, com desfaseamento de dois anos, devido a diferenças entre valores previstos e valores reais dos custos e das quantidades.
	Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	Planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da RNT e das interligações.	Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte.	Amortização e remuneração dos activos afectos à actividade de TEE. Outros custos do exercício líquidos de proveitos, no âmbito da actividade de TEE e que não resultem da aplicação das tarifas de URT. Compensação entre operadores das redes de transporte.	Custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental. Proveitos provenientes da gestão de congestionamento nas interligações.	Ajustamento anual, com desfaseamento de dois anos, devido a diferenças entre valores previstos e valores reais dos custos e das quantidades

3.7 A REGULAÇÃO ECONÓMICA DO DISTRIBUIDOR EM MT E AT

A nova organização do SEN, nomeadamente a existência da figura de comercializador regulado e a aplicação da Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, obrigando no n.º 3 do artigo 19.º à existência de contas separadas na contabilidade interna da empresa e à apresentação de um balanço e uma demonstração de resultados por actividade, justifica uma reorganização das actividades do distribuidor em MT e AT.

As actividades reguladas do distribuidor em MT e AT são:

- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT).
- Distribuição de Energia Eléctrica (DEE).
- Comercialização de Redes (Credes).
- Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE).
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição (CVATD).
- Comercialização (C).

As três primeiras actividades são exercidas pelo distribuidor em MT e AT enquanto operador da rede de distribuição e as restantes actividades enquanto comercializador regulado.

Assim, o distribuidor em MT e AT tem que possuir contabilidade interna separada para cada uma das actividades do operador da rede de distribuição, bem como para o comercializador regulado. O distribuidor em MT e AT tem de enviar balanço e demonstração de resultados para cada uma destas actividades.

Relativamente ao comercializador regulado, para além do balanço e demonstração de resultados consolidados, deve enviar também as demonstrações de resultados de cada uma das suas actividades.

3.7.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

A actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à prestação destes serviços aos clientes. Actualmente, esta actividade encontra-se incluída na Compra e Venda de Energia Eléctrica do distribuidor em MT e AT.

Os custos desta actividade são recuperados através da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

Anualmente é feito um ajustamento, com desfasamento de dois anos, da diferença entre os valores facturados pela aplicação das tarifas de UGS e de URT aos clientes e o valor pago ao operador da rede de transporte no âmbito das actividades de Gestão Global do Sistema e de Transporte de Energia Eléctrica.

3.7.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição, de forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais.

Os custos desta actividade são recuperados através da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, estando sujeitos a um ajustamento anual, com desfasamento de dois anos, devido a diferenças entre os valores previstos e reais das quantidades e dos custos aceites com o “Plano de Apoio à Reestruturação” (PAR).

Os proveitos permitidos no âmbito desta actividade compreendem uma componente fixa dos proveitos por nível de tensão e uma componente variável, em função da energia entregue pela rede de distribuição.

Esta actividade continua a ser regulada por preço máximo, sendo a evolução destas componentes, ao longo do período de regulação, limitada pela variação do Índice de Preços no Consumidor sem habitação no Continente e um factor de ganhos de eficiência (IPC-X).

Continua a ser aceite um conjunto de incentivos, *a posteriori*, a ser reflectido nas tarifas com um diferimento de dois anos, nomeadamente incentivo à redução de perdas, incentivo à melhoria da qualidade de serviço e incentivo à promoção do desempenho ambiental.

3.7.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

A actividade de Comercialização de Redes consiste na comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo, nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação, a cobrança dos serviços associados ao uso de redes e a gestão do processo de mudança de fornecedor.

Os custos desta actividade são recuperados através da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes.

A regulação desta actividade engloba a remuneração dos activos, aplicando uma taxa de rendibilidade aos activos que lhe estão afectos, líquidos de amortizações e participações, bem como os custos de funcionamento e os custos com o PAR associados a esta actividade.

O ajustamento anual, com desfasamento de dois anos, resulta da diferença entre o número previsto e o número verificado de clientes utilizadores das redes e dos custos aceites relativos ao PAR.

Tendo em conta o referido no ponto 3.5, o ajustamento nesta actividade deverá reflectir ainda os custos eficientes com a gestão do processo de mudança de fornecedor, desde que devidamente justificados no relatório de execução do “Plano de gestão do processo de mudança de fornecedor” a enviar pelo operador da rede de distribuição à ERSE.

3.7.4 ACTIVIDADES DO COMERCIALIZADOR REGULADO

As actividades do comercializador regulado correspondem à compra e venda de energia eléctrica e dos serviços de usos de rede aos clientes que não pretendam exercer o direito de elegibilidade. Os custos destas actividades são recuperados através da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica corresponde à aquisição de energia eléctrica no Mercado Organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes. Os custos desta actividade são recuperados através da aplicação da tarifa de Energia aos clientes do comercializador regulado.

Na medida das suas necessidades de aprovisionamento para fornecimento de energia eléctrica a clientes, o comercializador regulado pode celebrar contratos bilaterais ou outros, sujeitos à aprovação da ERSE (n.º 5 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto).

Os ajustamentos nesta actividade compreendem:

1. O ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

As receitas obtidas pelo comercializador regulado, pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos fornecimentos a clientes, devem igualar as receitas que seriam obtidas por aplicação de todas as tarifas por actividade a esses mesmos fornecimentos.

Atendendo a que, transitoriamente, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais são diferentes dos que resultam da soma dos respectivos preços das tarifas por actividade, o Regulamento Tarifário prevê a existência de um ajustamento entre as receitas recuperadas pelas tarifas de Venda a Clientes Finais e as que seriam recuperadas por aplicação de tarifas por actividade, ou seja, por tarifas aditivas.

A necessidade deste ajustamento decorre de diferenças entre a estrutura das quantidades previstas e a estrutura das quantidades que efectivamente se verificaram. Caso a previsão da estrutura de quantidades fosse exacta, mesmo que as tarifas ainda não fossem aditivas, verificar-se-ia a

igualdade entre as receitas proporcionadas pelas tarifas de Venda a Clientes Finais e a soma das receitas por actividade.

Tendo em conta que as tarifas de acesso (UGS + URT + URD + Credex) são aditivas, este ajustamento repercute-se nesta actividade.

2. O ajustamento anual, com desfasamento de dois anos, tendo em conta os custos reais da actividade, eventuais recuperações de dívidas de clientes anteriores a 1999 (de acordo com a justificação apresentada no ponto 3.3) e os custos com contratos de interruptibilidade.

Nos dois primeiros anos de aplicação do Regulamento, este ajustamento corresponde à soma dos ajustamentos previstos no n.ºs 2 a 5 do artigo 79.º do Regulamento Tarifário em vigor.

ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição transfere os custos com o acesso às redes de transporte e distribuição para os clientes do comercializador regulado.

Os custos desta actividade são recuperados através da aplicação das tarifas de Acesso aos clientes do comercializador regulado.

Tendo em conta que estas tarifas são aditivas e que o desajuste por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte aos Clientes e comercializadores e os valores pagos ao operador da rede de transporte são calculados ao nível da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, não se prevêem ajustamentos nesta actividade, para além do ajustamento por eventuais recuperações de dívidas de clientes anteriores a 1999.

ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A actividade de Comercialização engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes do comercializador regulado, bem como a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica coincidindo com a antiga actividade de Comercialização no SEP. Os custos desta actividade são recuperados através da aplicação da tarifa de Comercialização.

A regulação adoptada para esta actividade é em tudo idêntica à da antiga actividade de Comercialização no SEP, com uma remuneração para os activos fixos afectos e com a aceitação *a priori*, em base anual, dos custos de funcionamento.

O ajustamento a efectuar aos proveitos permitidos para ser recuperado nas tarifas, *a posteriori*, resultará:

- Da diferença entre o número de clientes que se previa fornecer e o número de clientes realmente fornecidos.

- Dos custos efectivos com o Plano de Apoio à Reestruturação.
- Da utilização de provisões por eventuais recuperações de dívidas de clientes anteriores a 1999, de acordo com a justificação apresentada no ponto 3.3.

3.7.5 QUADRO SÍNTESE

O Quadro 3-2 sintetiza as actividades do operador da rede de distribuição e do comercializador regulado, tendo em conta a nova organização do Sector Eléctrico.

Quadro 3-2 - Actividades do distribuidor em MT e AT

Sujeitos	Actividades com contabilidade separada	Descrição das actividades	Recuperação dos proveitos	Componentes do nível de proveitos	Custos aceites a posteriori	Ajustamento
Operador da Rede de Distribuição	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) Parte da antiga actividade de compra e Venda de Energia Eléctrica	Aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte.	Aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema (UGS) e de Uso da Rede de Transporte (URT).	Proveitos permitidos ao operador da rede de transporte no âmbito das actividades de Gestão Global do Sistema (GGS) e de Transporte de Energia Eléctrica (TEE).		Ajustamento anual, com desfasamento de dois anos, da diferença entre os valores facturados a clientes pela aplicação da UGS e da URT e o valor pago ao operador da rede de transporte, no âmbito das actividades GGS e TEE.
	Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	Planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais.	Aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD).	Componente fixa dos proveitos por nível de tensão. Componente variável em função da energia eléctrica entregue pela rede de distribuição por nível de tensão. Sendo os níveis de tensão considerados o NT (MAT/AT/MT) e o BT (BTE, BTN e IP). A evolução destas componentes ao longo do período de regulação é limitada pelo IPC e um factor de ganhos de eficiência (IPC-X). Custos com o PAR.	Incentivo à redução de perdas. Incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental.	Ajustamento anual, com desfasamento de dois anos, devido a diferenças entre valores previstos e valores reais das quantidades. Ajustamento dos custos aceites em t-2 com o PAR.
	Comercialização de Redes (CREDES)	Comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo a leitura, a contratação, o tratamento e a disponibilização de dados, a facturação, a cobrança e a gestão de cobrança e a gestão do processo de mudança de fornecedor.	Aplicação das tarifas de Comercialização de Redes (Credes).	Custos de funcionamento. Remuneração dos activos, aplicando uma taxa de rendibilidade aos activos afectos à actividade de Comercialização de Redes, líquidos de amortizações e participações. Custos com o PAR.		Ajustamento anual, com desfasamento de dois anos, devido à diferença entre o número previsto e o número realmente verificado de clientes utilizadores das redes. Ajustamento dos custos aceites em t-2 com o PAR. Ajustamento dos custos e investimentos com a gestão do processo de mudança de fornecedor, aceites em t-2.
Comercializador regulado	Compra e venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado (CVEE) Aquisição de energia eléctrica através de contratos bilaterais ou no Mercado Organizado para satisfazer o consumo dos clientes do comercializador regulado. (Parte da antiga actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica)		Aplicação da tarifa de Energia (E).	Custos de funcionamento. Custos com contratos bilaterais aprovados pela ERSE. Custos com aquisições de energia eléctrica no Mercado Organizado (inclui as quantidades dos produtores titulares de licença de produção vinculada).	Proveitos com eventuais recuperações de dívidas de clientes anteriores a 1999. Custos com interruptibilidade.	Ajustamento da convergência para tarifas aditivas. Ajustamento anual com desfasamento de dois anos da diferença entre os valores facturados aos clientes pela aplicação da tarifa E e os valores realmente ocorridos.
	Comercializador regulado Comercializador de último recurso (CR)	Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição (CVATD) Aquisição ao operador da rede de distribuição do acesso às redes e dos serviços necessários para fornecer energia eléctrica aos clientes do comercializador regulado.	Aplicação das tarifas de acesso: UGS, URT, URD e Credes.	Custos com infra-estrutura e serviços necessários ao fornecimento de energia aos clientes do comercializador regulado.	Proveitos com eventuais recuperações de dívidas de clientes anteriores a 1999.	Nesta função não há ajustamentos uma vez que estas tarifas são aditivas.
	Comercialização (C)	Engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes do comercializador regulado, bem como, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica e o atendimento presencial e telefónico.	Aplicação das tarifas de Comercialização (C).	Custos de funcionamento. Remuneração dos activos, líquidos de amortizações e participações. Custos com o PAR.	Proveitos com eventuais recuperações de dívidas de clientes anteriores a 1999.	Ajustamento anual, com desfasamento de dois anos, devido à diferença entre o número de clientes que se previa fornecer e o número de clientes realmente fornecidos. Ajustamento dos custos aceites em t-2 com o PAR.

3.8 COMPARAÇÃO ENTRE A ORGANIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EM VIGOR E A SUA NOVA ORGANIZAÇÃO

As figuras seguintes permitem comparar a organização do Sistema Eléctrico Nacional em vigor (Figura 3-5) com a organização do sistema que resulta da total liberalização do mercado de electricidade (Figura 3-6).

Figura 3-5 - Organização do Sistema Eléctrico Nacional antes da total liberalização do mercado

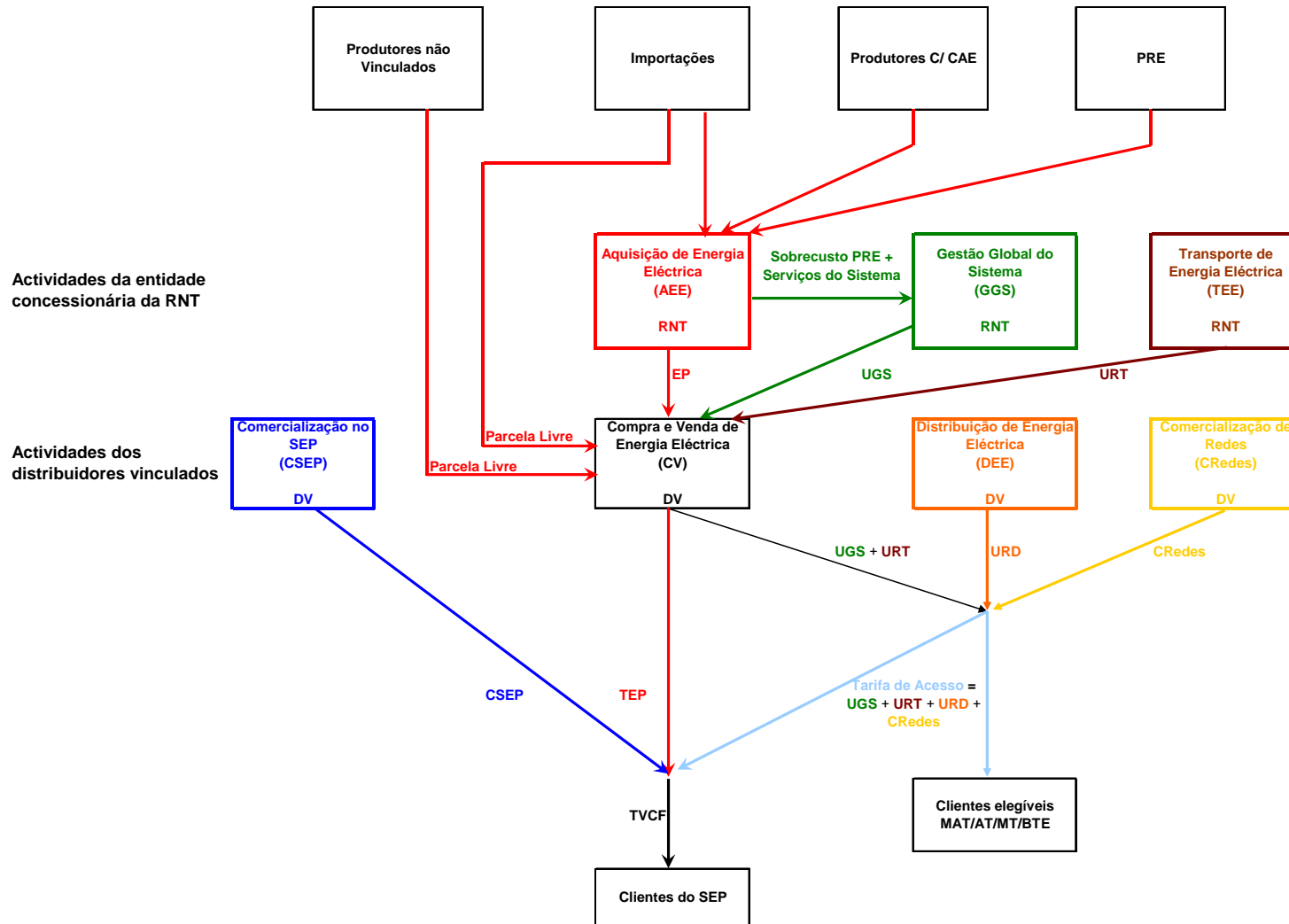
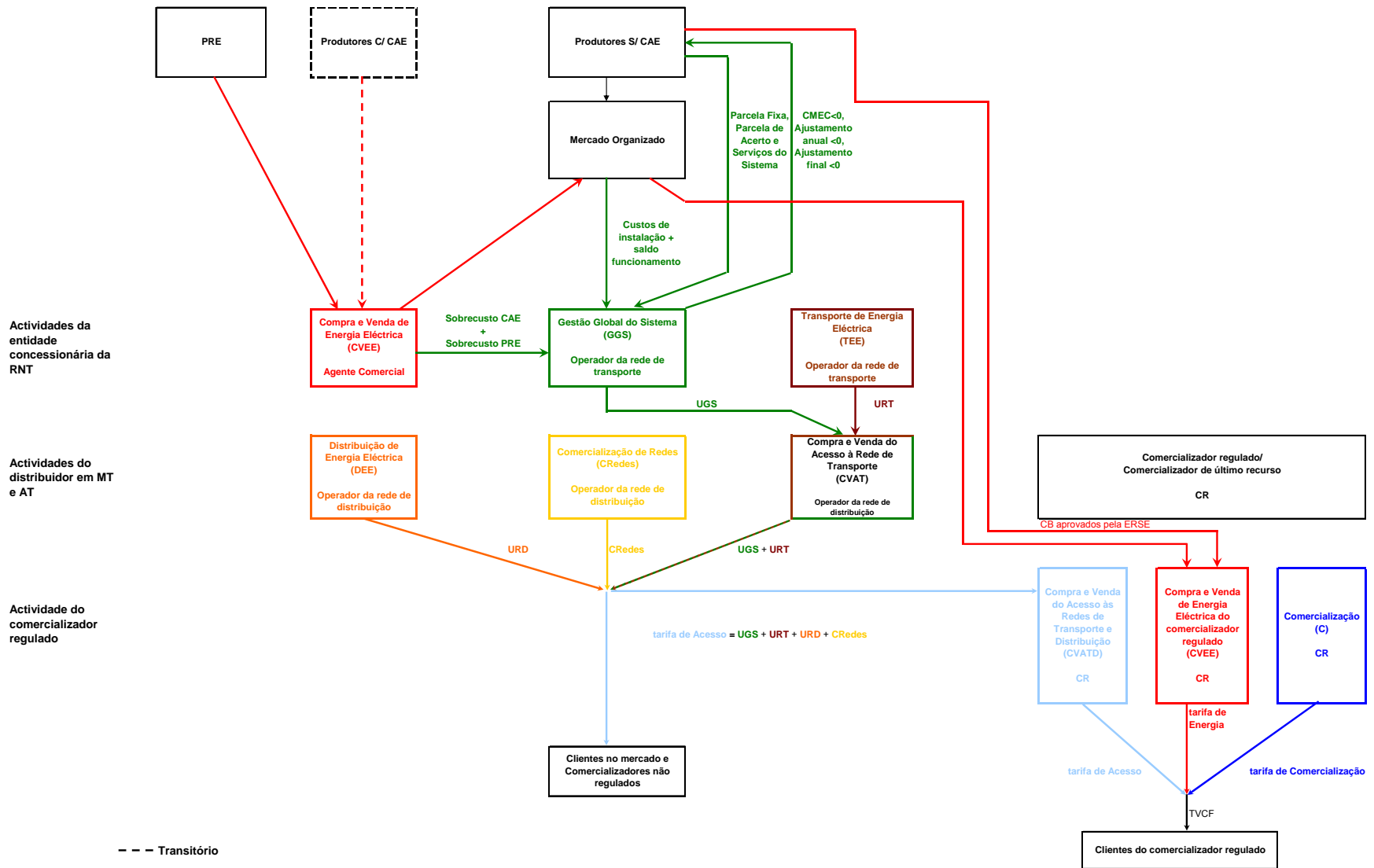


Figura 3-6 - Nova organização do Sistema Eléctrico Nacional com a total liberalização do mercado da electricidade



4 ALTERAÇÕES NOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Apresentam-se, de seguida, as principais alterações introduzidas nos proveitos permitidos das regiões autónomas.

4.1 CUSTO DO FUELÓLEO

ENVOLVENTE

O alargamento das competências da ERSE às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira conferido pelo disposto no Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, teve em vista a uniformização do tarifário a nível nacional. Deste modo, as empresas das Regiões Autónomas ficam sujeitas à regulação económica desenvolvida pela ERSE, à semelhança das empresas do sector eléctrico em Portugal continental, implicando, entre outras coisas, a promoção do desempenho das actividades reguladas de uma forma eficiente.

A regulação económica das Regiões Autónomas tem, directa e indirectamente, um impacte económico no sector eléctrico em Portugal continental, tendo em conta que o Regulamento Tarifário prevê que o sobrecusto com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal continental seja suportado por todos os consumidores nacionais, através da tarifa de Uso Global do Sistema. Os custos com aquisição de fuelóleo têm um peso importante nos custos totais das empresas das regiões autónomas, representando em 2005, cerca de 25% dos custos totais previstos pela EDA para efeitos de regulação e cerca de 22% dos custos totais previstos pela EEM para efeitos de regulação.

A falta de transparência da política de aquisição do fuelóleo existente na Região Autónoma dos Açores (RAA), que se analisará de seguida, é ilustrativa da necessidade de introdução de incentivos à aquisição do fuelóleo de uma forma clara e financeiramente menos onerosa para os consumidores de energia eléctrica. Esta problemática é comum às duas Regiões Autónomas.

CASO DA AQUISIÇÃO DO FUELÓLEO NA RAA

Até 2002 *inclusive*, vigorava nos Açores um sistema de aquisição de combustíveis em que a EDA não suportava a totalidade dos custos com o fuelóleo consumido, sendo a diferença entre os montantes pagos pela EDA e o custo do fuelóleo adquirido pela BENCOM suportada pelo Fundo Regional de Apoio ao Abastecimento (FRAA). A entrada em vigor do Decreto-Lei nº 69/2002, que estabelece o princípio da convergência tarifária dos sistemas eléctricos públicos das Regiões Autónomas e de Portugal continental, e o alargamento da regulação aos Açores e à Madeira, coincidiu com o término da

subsidição do FRAA passando a totalidade do custo do fuelóleo a ser suportado pela EDA, numa primeira instância, e em termos finais por todos os clientes nacionais.

Verifica-se que actualmente não existe qualquer incentivo a que a aquisição do fuelóleo se efectue de uma forma menos onerosa, já que apenas existe um só fornecedor para este combustível com exclusividade de fornecimento garantida até 2010. O fuelóleo consumido na ilha de São Miguel pela EDA (que representa cerca de 50% do fuelóleo consumido pela EDA) é um fuelóleo de viscosidade 180, resultado da mistura desse combustível com gasóleo. O preço deste fuelóleo resulta da adição de 90% do preço de aquisição do fuelóleo na RAA com teor de enxofre superior a 1%, com 10% do preço do gasóleo. A justificação, apresentada pela Secretária Regional da Economia (SRE) para se consumir este fuelóleo na ilha de São Miguel, prende-se com o facto deste fuelóleo ser o de viscosidade mais elevada que pode simultaneamente ser consumido pela EDA e pela indústria. A SRE salienta que o fuelóleo consumido pela EDA representa 80% do consumo total do fuelóleo na Região, sendo os remanescentes 20% utilizados pela restante indústria do arquipélago. Regista-se que a centralização da política de aquisição do fuelóleo onera em mais de 10% o custo do fuelóleo consumido pela EDA ao obrigar que seja adicionado gasóleo ao fuelóleo.

Para além do mais, o fuelóleo na RAA, tal como na RAM, é adquirido no mercado secundário onde o seu preço é superior ao do mercado primário.

No que diz respeito mais especificamente às restantes ilhas da RAA, também se pode questionar a política de aquisição de fuelóleo.

As ilhas da RAA, para além de São Miguel, onde as centrais térmicas consomem fuelóleo são a ilha Terceira, a ilha do Pico e a ilha do Faial. Nestas ilhas, o fuelóleo consumido tem viscosidade 100. O preço desse fuelóleo resulta da adição de 82,8% do preço de aquisição do fuelóleo com teor de enxofre superior a 1% com 17,2% do preço de aquisição do gasóleo.

A SRE justifica a aquisição deste tipo de fuelóleo com o facto das instalações de armazenamento do combustível nestas ilhas não terem aquecimento.

Face ao referido questiona-se:

- A razão pela qual o fuelóleo consumido pela EDA se enquadra numa política regional de aquisição e de armazenamento do fuelóleo conjunta para o sector eléctrico e para as restantes indústrias da Região Autónoma dos Açores.
- A existência de uma subsidição cruzada das restantes indústrias em detrimento do sector eléctrico.

Registe-se que, no passado recente, várias normas foram publicadas com o intuito de regular a aquisição/produção de energia eléctrica na RAA. Algumas destas normas procuravam incentivar a eficiência e a transparência no fornecimento de energia eléctrica.

De entre estas, destaca-se o protocolo celebrado entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores, que visava a convergência dos preços da energia eléctrica entre a RAA e Portugal continental. Este protocolo incluía preocupações de racionalização da produção de energia eléctrica vinculada nos Açores. Para além de incorporar incentivos directos à eficiência na produção de energia eléctrica, o protocolo referia que a EDA e a EDP deveriam associar-se, de modo a proporcionar à empresa regional o acesso aos mercados primários do fuelóleo, mercados estes menos onerosos do que os mercados secundários, onde a EDA se abastecia. Contudo, este protocolo não foi totalmente respeitado, nomeadamente no que diz respeito à associação entre a EDA e a EDP com vista a aquisição do fuelóleo nos mercados primários.

Um protocolo semelhante foi assinado entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira, no qual também se referia que a empresa do sector eléctrico vinculado da RAM, neste caso a EEM, e a EDP deveriam associar-se, de modo a permitir à empresa regional o acesso aos mercados primários do fuelóleo. Também neste caso, o protocolo não foi respeitado, nomeadamente no que diz respeito à associação entre a EEM e a EDP com vista à aquisição do fuelóleo nos mercados primários.

Considera-se no caso da RAA que se deveria retomar e, se possível, reforçar alguns dos princípios de incentivo à eficiência e de racionalização da aquisição do fuelóleo que já tentaram ser implementados, por forma a:

- Adquirir a médio prazo o fuelóleo nos mercados primários.
- Introduzir concorrência, mesmo se faseada, no fornecimento do fuelóleo.
- Criar uma política de fornecimento de fuelóleo para o sector eléctrico, independente dos restantes sectores.
- Efectuar uma análise custo/benefício da renegociação e da terminação do contrato assinado com a BENCOM, incorporando os custos resultantes da melhoria das instalações de armazenamento do fuelóleo nestas ilhas.

Não se põe em causa o investimento em armazenamento efectuado pela BENCOM, *per si*, mas tão só o facto da sua remuneração estar dependente dos consumidores de energia eléctrica, existindo, aparentemente, subsidiação dos restantes sectores económicos dos Açores em detrimento do sector eléctrico dessa Região Autónoma.

Registe-se, contudo, que as alterações regulatórias propostas se centram nos incentivos à aquisição a médio prazo do fuelóleo nos mercados primários e à introdução da concorrência no fornecimento do fuelóleo, sendo estas problemáticas comuns à RAM.

METODOLOGIA A UTILIZAR NO PRÓXIMO PERÍODO REGULATÓRIO

Para além da política de aquisição do fuelóleo, as previsões apresentadas pelas empresas das Regiões Autónomas, nomeadamente pela EDA, apelam igualmente à necessidade do Regulamento Tarifário contemplar de uma forma particular os custos com o fuelóleo nas Regiões Autónomas.

Analisaram-se¹⁰ as previsões da EDA, enviadas à ERSE, desde 2002 verificando-se a existência de uma sobrestimação dos custos do fuelóleo nas previsões de 2002 e 2003 para 2003 e 2004, respectivamente. Concluiu-se igualmente que as justificações, bem como as metodologias apresentadas pela EDA não têm sido consistentes, tendo-se repetido esta situação nas últimas previsões da EDA para 2005, enviadas em Junho de 2004 à ERSE. Assim, a EDA justifica um aumento do preço do fuelóleo em 2005 relativamente a 2004 em 12%, por passar a utilizar o fuelóleo com baixo teor de enxofre a partir daquela data. Regista-se que em 2002, a EDA já utilizou este argumento para as suas previsões para 2003 e relembra-se que, legalmente, o consumo de fuelóleo com baixo teor de enxofre é obrigatório desde 2003.

Neste contexto, sublinha-se que a informação relativa à aquisição do fuelóleo tem de ser suficientemente precisa para que se possa regular a EDA, bem como a EEM, da melhor forma. No caso da EDA, a falta de transparência na política de aquisição de fuelóleo da BENCOM, assim como a inconsistência das suas previsões não podem ser resolvidas sem a obtenção da necessária informação.

Deste modo, um importante factor de melhoria da regulação na Região Autónoma dos Açores advirá da obtenção dos valores reais e previstos dos custos totais e unitários dos combustíveis desagregados da seguinte forma:

- Custo dos diferentes combustíveis que misturados, ou não, são consumidos, isto é, o fuelóleo 380 e o gasóleo.
- Custo do transporte desde a ilha da primeira descarga até à ilha de consumo.
- Custo de armazenamento na ilha da primeira descarga.
- Custo de armazenamento na ilha de consumo.

Não obstante a prioridade dada ao caso açoriano, a apresentação de uma metodologia diferenciada de aceitação dos custos com a aquisição do fuelóleo também na RAM, deve-se:

- À necessidade de harmonizar as políticas regulatórias nas duas Regiões Autónomas.

¹⁰ Esta análise, bem como a apresentação mais detalhada da política de aquisição do fuelóleo na RAA encontra-se no documento: "Proposta de Regulação Aquisição do Fuelóleo nas Regiões Autónomas" de Agosto de 2004.

- Ao facto, já referido, do Protocolo assinado com o Estado português também não ter sido cumprido nesta Região Autónoma.
- Às características semelhantes existentes entre os dois casos.

Relativamente ao último ponto, regista-se que, tal como a RAA, a RAM tem um conjunto de particularidades (insularidade, fracas economias de escala), que limita o seu leque de escolhas na produção de energia eléctrica, obrigando-a a uma forte dependência do fuelóleo.

Em termos de informação necessária, no caso da Madeira parece ser suficiente o envio dos valores reais e previstos dos custos totais e unitários dos combustíveis desagregados em:

- Custo de aquisição.
- Custo de transporte.
- Custo de armazenamento.

Em suma, a análise efectuada às normas e aos acordos que enquadram os sectores eléctricos açoriano e madeirense evidenciou a necessidade de implementar outras medidas, de modo a melhorar a regulação nas regiões autónomas. Assim, observou-se que não são aplicados os Protocolos celebrados entre os Governos Regionais e o Governo da República, com vista à associação entre a EDP e as empresas dos sectores eléctricos das Regiões Autónomas para a aquisição do fuelóleo nos mercados primários.

Importa assim propor um método de tratamento das previsões da EDA a alargar à EEM, que permita, por um lado, tratar de uma forma harmonizada as previsões dos custos com fuelóleo apresentadas pela EDA e pela EEM e, por outro lado, incentivar estas empresas a adquirirem a médio prazo o fuelóleo nos mercados primários.

Para isso, pretende-se aproximar de uma forma faseada e contínua os custos previstos e aceites com a aquisição do fuelóleo nas Regiões Autónomas dos custos previstos e aceites para Portugal continental.

Deste modo, a aquisição do fuelóleo nos mercados primários deverá ser um objectivo a atingir nas Regiões Autónomas em 6 anos. Este período alargado, correspondente a dois períodos de regulação em Portugal continental, deverá permitir às empresas regionais renegociarem as suas obrigações contratuais¹¹. Os custos de aquisição do fuelóleo previstos e aceites como proveitos da actividade de AGS serão parcialmente indexados aos custos unitários previstos para Portugal continental. Esta indexação será efectuada a uma taxa que crescerá anualmente, até se igualarem os custos unitários previstos nas Regiões Autónomas aos previstos para Portugal continental.

¹¹ A exclusividade da BENECOM termina em 2010.

Esta metodologia tem em conta os acréscimos de custos existentes nas Regiões Autónomas com transportes e descargas, bem como as particularidades técnicas do fuelóleo consumido nos Açores.

Anualmente, com um desfasamento de dois anos, os proveitos serão ajustados tendo em conta os valores ocorridos.

4.2 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No caso da Região Autónoma dos Açores, há que ter em conta as especificidades do fuelóleo consumido. Os custos aceites e a incorporar nos proveitos permitidos da actividade de AGS, com a aquisição de fuelóleo passam a ser determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}_t^{AAGS} = \sum_k \left\{ \left[a \times \tilde{F}380u_t^A + (1 - a) \times \tilde{G}u_t^A \right] \times \tilde{Q}f_{k,t}^A + \tilde{C}_{k,t}^A \right\} \quad (1)$$

em que:

\tilde{F}_t^{AAGS}	Custo com o fuelóleo previsto consumir na produção de energia eléctrica, no ano t
k	Ilha k da RAA
a	Percentagem do fuelóleo 380 utilizado na composição do fuelóleo consumido na ilha k para produção de energia eléctrica, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema
$\tilde{F}380u_t^A$	Custo unitário do fuelóleo 380 previsto adquirir para produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano t , em Euros por tonelada
$\tilde{G}u_t^A$	Custo unitário do gasóleo, custeado até ao porto da primeira descarga, excluindo custos com descarga e transporte, em Euros por tonelada, previsto para o ano t
$\tilde{Q}f_{k,t}^A$	Quantidade de fuelóleo para produção de energia eléctrica prevista consumir, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t , na ilha k , em toneladas
$\tilde{C}_{k,t}^A$	Custo com a descarga, armazenamento e transporte do fuelóleo previsto consumir no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, do porto da primeira descarga até às centrais da ilha k , previsto para o ano t , em Euros.

O custo unitário do fuelóleo 380 ($\tilde{F}380u_t^A$) é determinado do seguinte modo:

$$\tilde{F}380u_t^A = \left(\frac{t}{6}\right) \times \tilde{F}u_t^c + \left(1 - \frac{t}{6}\right) \times \tilde{F}380u_{t-1}^A \quad (2)$$

em que,

t Ano de aplicação, com $t=1, \dots, 6$

$\tilde{F}u_t^c$ Custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica em Portugal continental, previsto para o ano t , custeado até ao porto, excluindo custos com descarga e transporte, em Euros por tonelada

$\tilde{F}380u_{t-1}^A$ Custo unitário do fuelóleo 380 estimado em $t-1$, custeado até ao porto de primeira descarga, excluindo os custos com descarga e transporte, em Euros por tonelada.

4.3 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No caso da Região Autónoma da Madeira, os custos aceites e a incorporar nos proveitos permitidos da actividade de AGS com a aquisição de fuelóleo passam a ser determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}_t^{MAGS} = \left[\frac{t}{6} \times \tilde{F}u_t^c + \left(1 - \frac{t}{6} \right) \times \tilde{F}u_{t-1}^M \right] \times Qf_t^M + C_t^M \quad (3)$$

em que,

\tilde{F}_t^{MAGS} Custo com o fuelóleo, previsto consumir na produção de energia eléctrica, aceite pela ERSE, no ano t

t Ano de aplicação, com $t=1, \dots, 6$

$\tilde{F}u_t^c$ Custo unitário do fuelóleo para produção de energia eléctrica em Portugal continental, previsto para o ano t , custeado até ao porto, excluindo custos com descarga e transporte, em Euros por tonelada

$\tilde{F}u_{t-1}^M$ Custo unitário do fuelóleo adquirido para produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema estimado em $t-1$, para o ano $t-1$, custeado até ao porto, excluindo custos com descarga e transporte, em Euros por tonelada

$\tilde{Q}f_t^M$ Quantidade prevista consumir de fuelóleo para a produção de energia eléctrica no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t , em toneladas

\tilde{C}_t^M Custos com a descarga, armazenamento e transporte do fuelóleo consumido no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, do porto da primeira descarga até às centrais, previstos para o ano t , em Euros.

5 INCENTIVOS

Apresentam-se, de seguida, os mecanismos de incentivo previstos no Regulamento Tarifário relativos a Qualidade de Serviço, Redução de Perdas, Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica e Desempenho Ambiental.

5.1 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE SERVIÇO

O Regulamento Tarifário publicado através do Decreto-Lei n.º 18 413-A/2001, de 1 de Setembro, estabeleceu pela primeira vez um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, aplicável a Portugal continental, que se encontra actualmente em vigor.

O mecanismo de incentivo à qualidade de serviço tem por objectivo promover a qualidade de serviço em termos de continuidade de serviço. O parâmetro de avaliação da qualidade é o indicador anual de qualidade de serviço Energia Não Distribuída (END) em MT.

Este mecanismo avalia o desempenho das redes de distribuição através da variável RQS . De forma simplificada, o valor de RQS varia da seguinte forma:

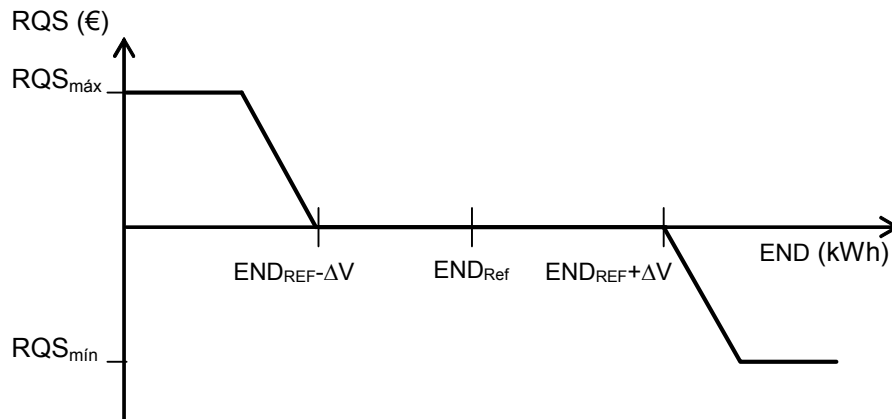
- Se o valor de END for elevado, o que traduz um desempenho indesejável da rede, o valor de RQS é negativo.
- Se o valor de END for baixo, o que traduz um desempenho da rede superior ao expectável, o valor de RQS é positivo.
- Se o valor de END se situar em torno de um valor de END de referência, END_{REF} , considera-se que a rede teve um desempenho neutro, e portanto o valor de RQS é nulo.

O valor de RQS apurado num determinado ano repercute-se no valor dos proveitos permitidos da actividade de distribuição de Energia Eléctrica dois anos depois.

O incentivo entrou em vigor em 2003, repercutindo-se pela primeira vez nos proveitos permitidos da actividade de distribuição de energia eléctrica em 2005.

DESCRIÇÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço tem a seguinte representação gráfica:



Os parâmetros que o definem são os seguintes:

RQS_{\max}	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço
RQS_{\min}	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço
END	Energia não distribuída, em kWh
END_{REF}	Energia não distribuída de referência, em kWh
$END_{REF} \pm \Delta V$	Intervalo de energia não distribuída no qual o valor do incentivo é nulo
$VEND$	Valorização da energia não distribuída, em Euros por kWh.

A interpretação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço é a seguinte:

- Se valor de END em MT, num determinado ano, se situar dentro do intervalo $END_{REF} \pm \Delta V$, o incentivo não produzirá efeito, isto é, $RQS = 0$.
- Se o valor da END em MT, num determinado ano, for superior a $END_{REF} + \Delta V$, correspondendo a um desempenho não desejado, o incentivo tomará um valor negativo que se traduzirá na redução dos proveitos permitidos. Por cada kWh de energia não distribuída além do limite indicado, o valor do incentivo é agravado pelo valor $VEND$ até ao valor máximo de RQS_{\min} .
- Se o valor da END em MT, num determinado ano, for inferior a $END_{REF} - \Delta V$, correspondendo a um bom desempenho, o incentivo tomará um valor positivo que se traduzirá no aumento dos proveitos permitidos. Por cada kWh de energia não distribuída abaixo do limite indicado, o valor do incentivo é beneficiado pelo valor $VEND$ até ao valor máximo de RQS_{\max} .

O valor de *END* é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$END = ED \times TIEPI / T \quad (4)$$

em que:

- ED* Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh
- TIEPI* Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas, calculado para toda a rede de distribuição em MT, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço
- T* Número de horas do ano.

Para aplicação do incentivo, a ERSE fixa os valores dos parâmetros referidos a aplicar a cada ano de determinação do valor de RQS.

PROCESSO DE APLICAÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O processo de aplicação do incentivo encontra-se descrito no esquema seguinte, apresentando de forma cronológica as diversas etapas. Toma-se como referência o ano no qual é repercutido o valor do incentivo.

Ano			
(t-3)	(t-2)	(t-1)	(t)
A ERSE fixa os parâmetros que definem o incentivo.	A EDP Distribuição regista a informação necessária ao apuramento do valor de ED e TIEPI.	A EDP Distribuição apura os valores de ED e TIEPI referentes ao ano <i>t-2</i> .	Recuperação ou devolução do valor de RQS por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de Energia Eléctrica.
		A EDP Distribuição envia à ERSE informação sobre ED e TIEPI relativos ao ano <i>t-2</i> .	
		A ERSE apura o valor do RQS relativo ao desempenho da rede no ano <i>t-2</i> e repercute-o nos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.	

Na aplicação do incentivo é determinante a metodologia e critérios associados a:

- Fixação dos parâmetros que definem o incentivo.
- Determinação dos valores de ED e TIEPI.

5.1.1 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

O ano de 2005 é o primeiro ano em que está a ser aplicado o incentivo à melhoria da qualidade de serviço. O valor de END determinado para 2003 conduziu a um valor nulo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, e portanto, este incentivo não influenciou os proveitos permitidos do distribuidor vinculado em MT e AT.

A pouca experiência de aplicação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço não justifica a alteração do mecanismo estabelecido. No entanto, durante este primeiro processo de aplicação verificaram-se dificuldades relativas à disponibilidade de informação e aplicação da metodologia de determinação do valor de ED e procedimentos associados ao envio de informação. Verificou-se igualmente que, apesar da forma do mecanismo ser simples, a sua definição, tal como actualmente se encontra no regulamento, não é facilmente perceptível.

Com o objectivo de ultrapassar as dificuldades referidas, as alterações do texto regulamentar relativas ao incentivo da melhoria da qualidade de serviço vão no sentido de estabelecer directrizes mais estritas no que se refere aos procedimentos associados a:

- Estabelecimento dos parâmetros do incentivo.
- Determinação do valor da ED.

Simultaneamente, a proposta de incentivo à melhoria de qualidade de serviço tem como objectivo tornar as etapas do processo mais perceptíveis.

Considerando o referido anteriormente, a proposta de articulado do incentivo à melhoria da qualidade de serviço passa a ser alvo de uma secção constituída por três artigos relativos a:

- Objecto e âmbito de aplicação do incentivo.
- Definição do mecanismo e processo de aplicação.
- Envio da informação.

Comparativamente com o articulado do incentivo actualmente em vigor, a proposta torna explícito o ano em que é realizada cada uma das etapas do processo de aplicação do incentivo e torna mais evidente a etapa associada à fixação dos parâmetros do incentivo por parte da ERSE.

5.2 INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS

5.2.1 METAS NO ÂMBITO DO PNAC

Uma das medidas previstas no PNAC diz respeito à redução das perdas nas redes eléctricas, tendo sido fixado o objectivo de 8,6% para as perdas nas redes de transporte e distribuição em 2010. Esta medida visa melhorar a eficiência do sector electroprodutor português através da redução da taxa de perdas nas redes de transporte e distribuição de 9,3% da energia emitida para a rede em 2010, prevista nos trabalhos de revisão do Plano de Expansão do Sistema Eléctrico de Serviço Público, para uma taxa de 8,6%.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 59/2005, de 8 de Março, que aprova o Programa de Monitorização e Avaliação do PNAC determina que, no âmbito da definição dos indicadores de execução e de eficácia ambiental, o objectivo de redução das perdas nas redes de transporte e distribuição deverá ser calculado em função da energia eléctrica vendida a clientes finais. Contudo, esta definição não está em concordância com a prevista no PNAC, que considera que a taxa de perdas deve ser determinada em função da energia emitida para a rede. Este aspecto deve ser clarificado junto das autoridades competentes com vista ao estabelecimento das metas para as várias entidades do sector eléctrico.

A metodologia de determinação de perdas considerada no Programa de Monitorização e Avaliação do PNAC impõe um esforço adicional relativamente àquele que seria necessário para cumprir a meta definida no PNAC, uma vez que o valor da energia entregue a clientes finais é inferior à energia emitida para a rede e, conseqüentemente, menores são as perdas nas redes.

A medida de redução de perdas prevista no PNAC supõe um reforço significativo do programa de investimento nas infra-estruturas de transporte e distribuição de electricidade, cuja definição e execução deverão ser contratualizadas entre a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos e as empresas de transporte e distribuição.

O programa a desenvolver deverá integrar os objectivos específicos de cada concessionária, as intervenções necessárias em função do âmbito temporal considerado e os custos associados.

De acordo com o PNAC, a execução do programa dever-se-ia ter iniciado em 2004 e prolongar-se-ia para além de 2010, dado o potencial de melhoria da eficiência ainda existente. Todavia, face às alterações regulamentares necessárias à implementação do referido programa, não será possível iniciar a sua execução antes de 2006.

Conforme referido anteriormente, a regulamentação publicada pela ERSE já prevê a existência de um mecanismo de incentivo à redução das perdas de energia nas redes de distribuição. Contudo, o objectivo

ambicioso de redução de perdas nas redes de distribuição pode justificar o reforço dos incentivos actualmente proporcionados às empresas distribuidoras por este mecanismo.

5.2.2 SITUAÇÃO ACTUAL

O Artigo 76.º do Regulamento Tarifário estabelece os proveitos permitidos aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Uma das parcelas que compõem estes proveitos incorpora um mecanismo de incentivo à redução das perdas, à recuperação dos custos afectos à promoção do desempenho ambiental e um incentivo à melhoria da qualidade de serviço em análise. Todos estes incentivos têm uma actuação *a posteriori*, com um desfasamento de dois anos.

O mecanismo de incentivo de redução às perdas permite ao operador da rede de distribuição ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho caso consiga reduzir as perdas nas redes de distribuição abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo este benefício limitado a 1 ponto percentual (limite também válido em caso de penalização).

O valor de referência para as perdas é determinado no início de cada período regulatório, sendo válido para todo o período. Actualmente, o valor das perdas de referência situa-se nos 8,6% (referido à saída da rede), valor determinado para o período regulatório 2002-2004. Este valor de referência é válido também para o ano de 2005.

A metodologia subjacente à determinação deste valor baseou-se em análises estatísticas da evolução das perdas na rede de distribuição e a sua correlação com diversos factores chave, tais como o investimento nas redes ou a injeção de energia eléctrica pela PRE e a energia distribuída aos consumidores.

PERÍODO DE REGULAÇÃO 1999-2001

No primeiro período de regulação em que o mecanismo de incentivo de redução de perdas esteve em vigor, o valor de referência para as perdas foi de 8,8% (referido à saída da rede de distribuição adicionada das entregas em MAT).

Nestes 3 anos, as perdas variaram entre 8,20% e 8,84%, correspondendo a variações favoráveis e desfavoráveis no ajustamento aos proveitos.

O Quadro 5-1 permite comparar os valores das perdas verificadas e de referência, bem como o ajustamento dos proveitos associado ao mecanismo de incentivo à redução de perdas entre 1999 e 2004.

Quadro 5-1 - Valores das perdas e ajustamentos dos proveitos associados ao incentivo

Perdas	Referência (%)	Reais (%)	Ajuste (10 ³ €)
1999	8,80	8,50	4 489
2000	8,80	8,20	6 484
2001	8,80	8,84	-841
2002	8,60	8,34	5 600
2003	8,60	8,61	-283

Nota: Os valores das perdas de referência e das perdas reais para os anos 1999, 2000 e 2001 foram determinados tendo em conta os consumos dos clientes em MAT.

PERÍODO DE REGULAÇÃO 2002-2004***Varição de perdas em 2002***

No final de 2003, a ERSE procedeu ao cálculo dos ajustamentos a efectuar aos proveitos da actividade de distribuição de energia eléctrica referentes a 2002, e a serem recuperados através das tarifas para 2004.

Na parcela relativa ao mecanismo de incentivo à redução de perdas, o operador da rede de distribuição obteve um desempenho que lhe permitiu diminuir as perdas face ao nível de referência em vigor, sendo recompensado por isso.

Considerando o balanço enviado pela EDP Distribuição, o valor das perdas verificadas em 2002 foi de 8,34%, ou seja inferior em 0,26% ao nível de referência (8,6%). Deste modo e atendendo à valorização das perdas, através do preço médio de venda de energia eléctrica do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição, este obteve um proveito adicional de cerca de 5 600 milhares de euros.

Varição de perdas em 2003

No final de 2004, a ERSE procedeu ao cálculo anual dos ajustamentos a efectuar aos proveitos da actividade de distribuição de energia eléctrica referentes a 2003, e a serem recuperados através das tarifas em 2005.

Na parcela relativa ao mecanismo de incentivo à redução das perdas, o operador da rede de distribuição registou um aumento das perdas face ao nível de referência em vigor em todo o período regulatório (8,6%), vendo os seus proveitos reduzidos.

Considerando o balanço enviado pela EDP Distribuição, o valor das perdas verificadas em 2003 foi de 8,61%, ou seja superior em 0,01% ao nível de referência (8,6%). Deste modo e atendendo à valorização das perdas, o operador da rede de distribuição viu os seus proveitos reduzidos em cerca de 283 milhares de euros.

5.2.3 PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO

OBJECTIVOS

O PNAC estabelece como objectivo em 2010 para as perdas nas redes de energia eléctrica um valor de 8,6%. Este valor diz respeito às perdas totais nas redes de transporte e distribuição, e representa um decréscimo face aos 9,4% verificados em 2004.

Para se atingir as metas propostas pelo PNAC, é necessário proceder a algumas alterações ao actual mecanismo de incentivo à redução de perdas. Estas alterações são relativas quer ao nível de perdas de referência quer à valorização das perdas, de forma a dar incentivos económicos às empresas para que possam promover os investimentos necessários à necessária redução de perdas.

Assim, tendo em conta o valor verificado em 2000 das perdas totais referidas à emissão, e tendo em conta os valores apresentados na Quadro 5-2, sublinha-se a necessidade de uma redução gradual nas perdas quer na rede de transporte, quer na rede de distribuição que permita atingir a meta definida para 2010.

Quadro 5-2 - Evolução das perdas nas redes de transporte e distribuição em Portugal continental

Perdas	Perdas Totais na rede			Perdas Transporte		Perdas Distribuição	
	ref à emissão	ref à entrada	ref à saída	ref à entrada	ref à saída	ref à entrada	ref à saída s/MAT
2000	9,37%	9,24%	10,34%	1,80%	1,80%	7,73%	8,58%
2001	9,76%	9,64%	10,81%	1,78%	1,82%	8,13%	9,05%
2002	9,01%	8,87%	9,91%	1,74%	1,77%	7,38%	8,18%
2003	9,28%	9,18%	10,23%	1,69%	1,72%	7,71%	8,61%
2004	9,40%	9,32%	10,38%	1,59%	1,61%	7,93%	8,90%
PNAC							
2000	9,40%			1,80%	1,80%	7,73%	8,58%
2010	8,60%			1,65%	1,65%	7,09%	7,87%

A metodologia proposta para definir as metas para a redução de perdas na rede de transporte e na rede de distribuição, consiste em aplicar a todas as redes um coeficiente de redução proporcional (α) correspondente ao quociente entre as perdas totais verificadas em 2000 e a meta definida para 2010 no PNAC.

$$\alpha = \frac{\text{Perdas 2000} - \text{Perdas 2010}}{\text{Perdas 2000}}$$

Assim, e como se pode verificar no Quadro 5-3 (valores referidos à emissão total para o conjunto das redes), propõe-se que o factor de redução das perdas aplicado a todas as redes face a valor registado em 2000 seja de 0,083, resultando em:

- 1,60% para a rede de transporte, valor referido à emissão.

- 7,87% para a rede de distribuição, valor referido à saída, correspondente a um valor de 6,97% referido à emissão total para as redes.

Quadro 5-3 – Comparação das perdas reais nas redes de transporte e distribuição com os objectivos definidos para 2010 no PNAC

Perdas	totais		distribuição	
	ref emissão	transporte ref emissão	ref emissão	ref saída
2000	9,37%	1,79%	7,58%	8,58%
2001	9,76%	1,78%	7,97%	9,05%
2002	9,01%	1,76%	7,25%	8,18%
2003	9,28%	1,71%	7,57%	8,61%
2004	9,40%	1,60%	7,80%	8,90%
2010 (PNAC)	8,60%	1,64%	6,96%	7,87%

Nas figuras seguintes é possível verificar a evolução das perdas totais nas redes de transporte e de distribuição, bem como o esforço necessário de redução até 2010.

Figura 5-1 - Perdas totais referidas à emissão

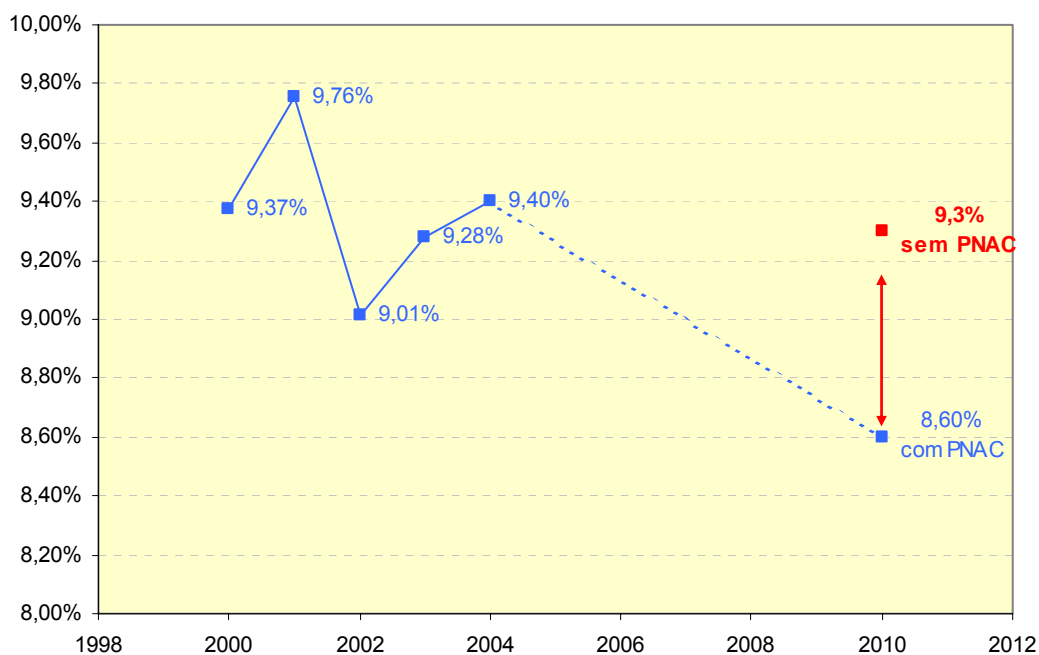


Figura 5-2 - Perdas na rede de distribuição referidas à saída

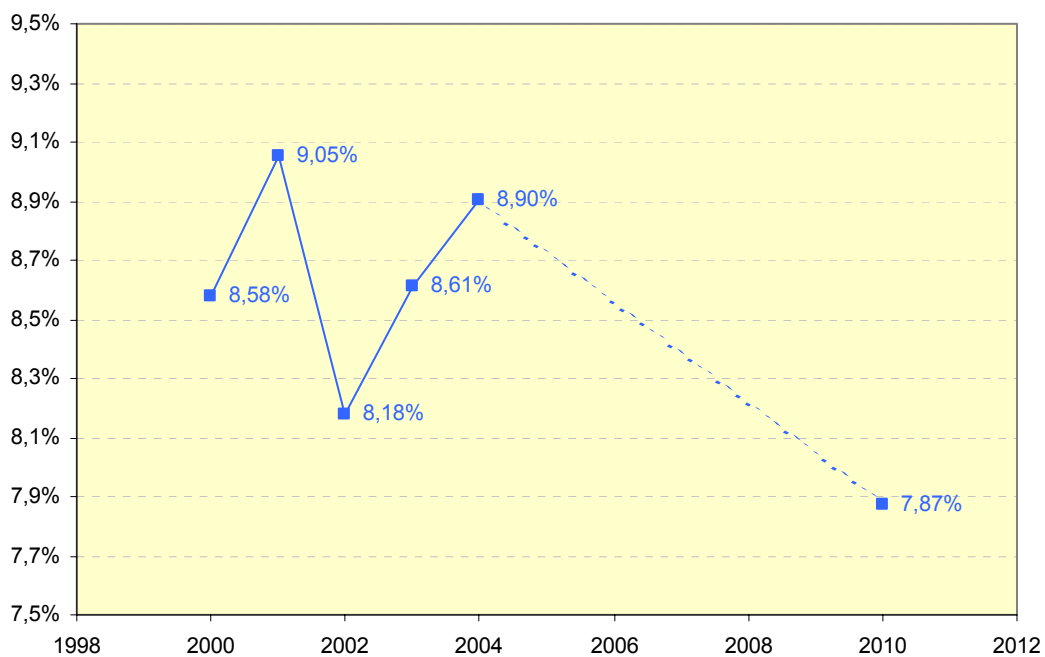
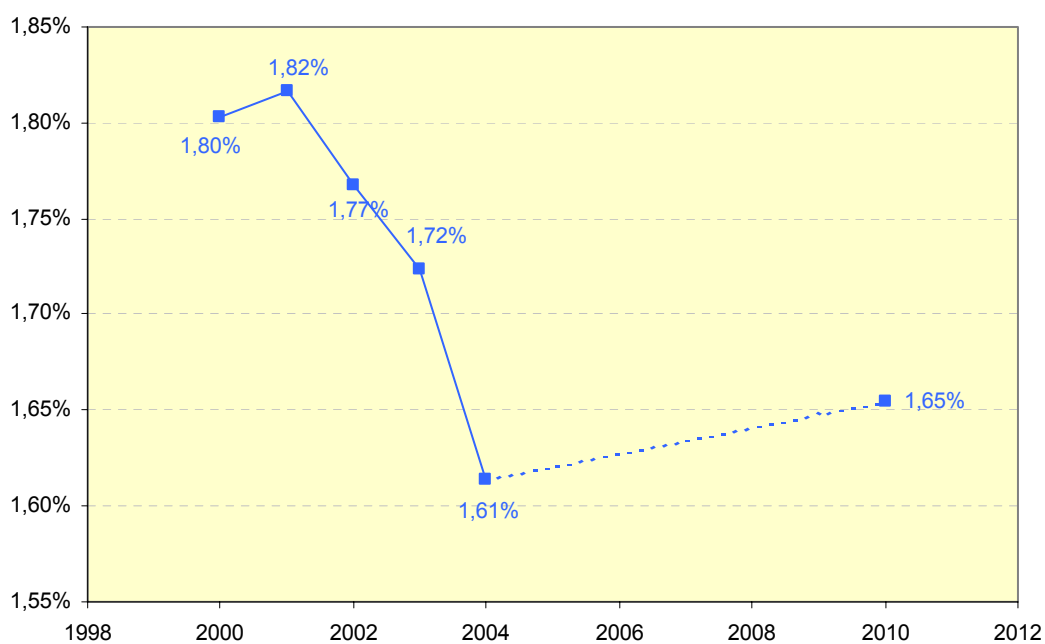


Figura 5-3 - Perdas na rede de transporte referidas à saída



ALTERAÇÕES PROPOSTAS

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição actual prevê que os proveitos das actividades de distribuição de energia eléctrica sejam ajustados *a posteriori*, considerando, no início do período de regulação, que o nível de perdas permanece igual ao nível de referência.

Desta forma, na definição do *price-cap* das actividades de distribuição de energia eléctrica (quer o preço no primeiro período de regulação quer no factor X, de evolução anual desse preço) não são levados em consideração os investimentos em redução das perdas que não tenham sido previstos e atempadamente enviados à ERSE. Esses investimentos, a acontecerem, são remunerados através do incentivo para a redução de perdas durante o primeiro período de regulação. Nos períodos de regulação seguintes, uma vez que esses investimentos integram a base regulatória de activos da empresa, são remunerados através do *price-cap* da actividade.

O funcionamento do mecanismo condiciona o tipo de projectos a realizar com o objectivo de redução das perdas. Os projectos que não envolvam o aumento da base de activos da empresa serão prejudicados por esta forma de incentivo. A existência destas distorções deverá ser considerada futuramente no acompanhamento da evolução do mecanismo de incentivo para a redução de perdas.

Na actual proposta regulamentar considera-se a manutenção das linhas gerais do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição. Todavia, propõe-se introduzir algumas alterações de modo a melhorar substancialmente a eficácia deste mecanismo, permitindo cumprir os objectivos definidos no PNAC. Estas alterações são:

- Aumentar a valorização da energia de perdas, tomando para referência o custo dos investimentos em medidas de redução de perdas estimado pelos operadores de redes de distribuição.
- Redefinir o nível de saturação do mecanismo de incentivo de forma a limitar o impacte tarifário dos investimentos e, simultaneamente, cumprir o objectivo de redução de perdas definido para o ano 2010.
- Determinar o perfil de variação do nível de perdas de referência ao longo do período de regulação de forma a tornar evidente o objectivo estabelecido para a redução das perdas.

A definição de objectivos distintos de redução das perdas por nível de tensão e por rede, por um lado, e a indexação da valorização da energia de perdas ao custo das medidas necessárias para a sua redução, por outro lado, podem implicar uma aplicação diferenciada do mecanismo de incentivo por nível de tensão. O nível de perdas de referência seria afectado pelos objectivos traçados para cada nível de tensão, assim como a valorização das perdas seria afectada pelos custos associados às medidas de redução, caso sejam diferentes por nível de tensão. Esta diferenciação seria traduzida na determinação de valores diferentes por nível de tensão para os parâmetros do mecanismo de incentivo.

Embora potencialmente desejável, a desagregação do mecanismo de incentivo à redução de perdas por nível de tensão implica uma dificuldade adicional relacionada com a medição da energia de perdas por nível de tensão. Na maioria dos pontos de entrega de energia eléctrica da rede de distribuição em MT à rede de distribuição em BT não existe informação da energia transitada. Assim, dificilmente é possível implementar um mecanismo de incentivo desagregado que se aplique com rigor aos ganhos de eficiência eléctrica das redes de BT.

Actualmente, a valorização da energia de perdas prevista no mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde à soma dos preços unitários da tarifa de Energia, da tarifa de Uso Global do Sistema e da tarifa de Uso da Rede de Transporte. Em 2003, o valor unitário da energia de perdas aplicado no mecanismo foi de 61,4 €/MWh¹². O ajustamento relativo a 2003 foi aplicado na definição dos proveitos da actividade de Uso da Rede de Distribuição em 2005.

De facto, os benefícios associados à redução das perdas nas redes no âmbito do sector eléctrico são de diversos tipos:

- Custo evitado de produção de energia eléctrica (com as correspondentes externalidades ambientais negativas evitadas).
- Adiamento de investimentos na expansão das redes de transporte e distribuição, por aumentar a capacidade de transporte disponível.
- Melhoria da qualidade de serviço.

O benefício associado ao adiamento dos investimentos na expansão das redes de distribuição é internalizado pelo respectivo operador, na medida em que o *price-cap* é calculado com base na energia entregue a clientes, não variando com a redução das perdas nas redes.

Da conjugação destes efeitos, aumento da margem de exploração na actividade de distribuição de energia eléctrica e variação dos proveitos da actividade por actuação do mecanismo de incentivo, resulta o sinal económico transmitido aos distribuidores no sentido de promover a redução do nível de perdas nas redes.

No entanto, existe em ambos os casos algum risco regulatório associado ao retorno sobre estes investimentos para redução das perdas. Quer o *price-cap* da actividade quer o nível de referência das perdas nas redes são definidos para o período de regulação.

Os objectivos definidos na Resolução do Conselho de Ministros relativamente ao PNAC estabelecem claramente uma meta de redução das perdas de energia eléctrica. Da análise histórica do mecanismo de incentivo para a redução das perdas conclui-se que os parâmetros do mecanismo devem ser revistos no

¹² Análise do ano de 2003 e cálculo dos ajustamentos a repercutir em 2005, ERSE, Dezembro de 2004.

sentido de alterar o valor do incentivo económico (e a penalidade correspondente) para a implementação de medidas de redução de perdas.

No contexto do cumprimento dos objectivos nacionais decorrentes do Protocolo de Quioto, a determinação do valor atribuído à variação da energia de perdas neste mecanismo deverá ser revista no sentido de melhorar a eficácia do mecanismo proposto. Os operadores de rede deverão enviar à ERSE informação detalhada sobre medidas com vista à redução de perdas de energia eléctrica nas redes, incluindo uma análise dos respectivos custos de implementação. Esta informação deverá permitir uma alteração do valor do incentivo à redução de perdas de forma mais transparente e pragmática.

O nível de saturação do mecanismo de incentivo está actualmente fixado em 1 ponto percentual de variação das perdas reais face ao nível de referência. O operador das redes de distribuição não será beneficiado ou penalizado acima deste valor caso as perdas reais se desviem mais do que o valor de saturação do mecanismo.

No actual cenário regulamentar (incluindo os parâmetros definidos para o mecanismo), uma redução do nível de perdas na rede de distribuição em 2003 equivalente a 1% face ao nível de referência (ou seja, um nível de perdas de 7,6%) corresponderia a um ajustamento dos proveitos na actividade de distribuição de energia eléctrica no montante de cerca de 24 milhões de euros (este valor corresponde a 2,7% dos proveitos permitidos em 2003 na actividade de distribuição de energia eléctrica).

O nível de saturação do mecanismo regulatório deve ser revisto mediante a alteração da valorização das perdas (com o objectivo de limitar o impacte tarifário do mecanismo) e ainda consoante o gradualismo desejado para a convergência entre o nível de perdas real e o nível de perdas objectivo definido no PNAC.

Refira-se que, caso seja fixado em 7,87% o objectivo para o nível de perdas nas redes de distribuição em 2010, a redução necessária do nível de perdas será de 0,14 pontos percentuais por ano entre 2006 e 2010.

A determinação do nível de perdas de referência afecta os proveitos permitidos na actividade de distribuição de energia eléctrica. Este nível de perdas deve traduzir o objectivo político definido no PNAC. Deve ser tornado claro o objectivo da regulação em dar cumprimento aos objectivos de política energética para a redução do nível de perdas, permitindo assim enviar um sinal de médio prazo às empresas, antecipando nomeadamente a intenção de reduzir o nível de referência das perdas no final do período de regulação, em convergência com o valor objectivo de 2010.

No que diz respeito aos operadores das redes de transporte e distribuição das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, não existe, ao contrário da distribuição em Portugal continental, um mecanismo adicional de incentivo à redução das perdas. Assim, cabe à ERSE desempenhar um papel fundamental

na aprovação dos respectivos planos de investimentos nas redes, para que se atinjam as metas de política energética e ambiental estabelecidas no PNAC para as perdas nas redes de energia eléctrica.

5.3 INCENTIVO À EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA

5.3.1 METAS NO ÂMBITO DO PNAC

O PNAC contém um conjunto de medidas para os diversos sectores, onde se inclui a redução do consumo de 1300 GWh, em 2010, relativamente ao cenário de referência.

O objectivo de redução do consumo é ambicioso, representando cerca de 3% do consumo actual em Portugal continental.

Recentemente foi publicado o Plano de Monitorização do PNAC (Resolução do Conselho de Ministros n.º 59/2005, de 8 de Março) que vem confirmar as responsabilidades da ERSE neste campo, nomeadamente como fornecedora de informação. No que respeita à medida de redução de consumo a ERSE é considerada a “Entidade que promove protocolos com objectivos de gestão da procura”.

Da leitura da documentação técnica do PNAC relativa a esta medida destaca-se:

- O objectivo traçado (1300 GWh) é relativo ao consumo previsto no cenário de referência¹³, correspondendo a passar as taxas de crescimento no período 2000-2010 de 3,1% para 2,8% e de 2,3% para 2,1%, respectivamente no cenário alto e baixo.
- O objectivo do PNAC é considerado inferior a estimativas de potencial de poupança presentes em alguns estudos.
- As medidas conducentes ao cumprimento do objectivo devem iniciar-se o mais rapidamente possível.
- Deve ser dada prioridade a programas no sector residencial e terciário, uma vez que grande parte do industrial estará abrangido pela Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).
- A responsabilidade dos distribuidores de energia eléctrica enquanto promotores de acções de gestão da procura.
- A responsabilidade da ERSE como entidade que deve enquadrar a definição e implementação das medidas de gestão da procura.

¹³ Os cenários utilizados no PNAC correspondem aos cenários utilizados no Plano de Expansão do Sistema Electroprodutor.

Em síntese, será necessário compreender melhor o objectivo imposto, designadamente a sua distribuição ao longo dos anos, assim como os pressupostos que estiveram na base do PNAC.

5.3.2 A ACTUAL REGULAMENTAÇÃO

O Regulamento Tarifário de Setembro de 1998 previa a incorporação nos proveitos do distribuidor dos custos relacionados com a Gestão da Procura. Com a revisão regulamentar em 2001, foi definido um mecanismo de incentivo relacionado com o Plano de Gestão da Procura (PGP), a apresentar pelo distribuidor vinculado para o período de regulação.

No artigo 125.º do Regulamento Tarifário estabelece-se que no Plano de Gestão da Procura devem ser apresentadas acções e programas a executar durante cada um dos anos do período de regulação, evidenciando os objectivos, discriminando os respectivos custos e benefícios a alcançar.

A fórmula de remuneração deste plano prevê que se integre *a posteriori* nos proveitos permitidos do distribuidor vinculado na actividade de Comercialização do SEP os custos com a execução de medidas e programas do Plano de Gestão da Procura e ainda metade do benefício líquido associados a esses programas e medidas.

O distribuidor vinculado apresentou à ERSE, em Outubro de 2002, um Plano de Gestão da Procura contendo acções propostas para o tempo restante do período regulatório (2003 e 2004). Entre estas acções contavam-se acções denominadas por tangíveis (correspondendo à instalação efectiva de equipamentos com eficiência energética superior à referência de mercado) e acções intangíveis (onde se incluíam nomeadamente acções de promoção e estudos¹⁴).

Já em 2003, a ERSE anunciou e discutiu as metodologias de cálculo e os critérios técnico-económicos para valorização das medidas do PGP para efeitos de remuneração na actividade de Comercialização do SEP. Como resultado da aplicação destas metodologias ao Plano apresentado pelo distribuidor vinculado, foram apurados os custos e benefícios associados às acções propostas. Para 2003, os custos estimados das acções propostas no Plano foram de cerca de 5 milhões de euros, tendo como contrapartida um benefício estimado, acumulado ao longo da vida útil dos equipamentos instalados, de 419 GWh de consumo evitado de energia eléctrica e correspondendo a emissões evitadas de 164 mil toneladas de CO₂. Para as acções a implementar em 2004, os custos estimados eram também de 5 milhões de euros, o benefício acumulado estimado de 447 GWh evitados, correspondendo a 183 mil toneladas de emissões evitadas de CO₂. Estes benefícios acumulados correspondiam a cerca 32 GWh e 34 GWh de consumo evitado anual, respectivamente para as acções propostas para 2003 e 2004.

¹⁴ Entre as acções intangíveis propostas no Plano de Gestão da Procura estão o Prémio EDP, o estudo sobre caracterização de consumidores e de redes, o estudo sobre transportes eléctricos urbanos, acções de promoção da utilização racional de energia eléctrica ou o estudo da “casa-padrão eficiente”.

Relativamente ao Plano de Gestão da Procura para 2003 e 2004, apenas foram implementadas pelo distribuidor vinculado as acções intangíveis. Os respectivos custos foram aceites para definição dos proveitos permitidos do distribuidor vinculado.

O Regulamento Tarifário foi revisto em 2004 tendo sido publicado um artigo adicional permitindo a consideração de um período regulatório transitório com a duração de um ano, justificado por razões de incerteza legislativa no sector eléctrico. Assim, em 2005 mantém-se em vigor o mecanismo regulatório de incentivo à promoção da eficiência energética no âmbito da actividade de Comercialização do SEP, do distribuidor vinculado.

5.3.3 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO

Tendo em conta o cenário actual, quer em termos de resultados da actual regulamentação do sector eléctrico quer em termos de metas no âmbito do PNAC, parece ser imperioso alterar o actual enquadramento regulamentar do PGP.

A actual forma de regulação das actividades do Distribuidor Vinculado, assente em *price cap*, são invocadas pela EDP Distribuição como justificação para o desinteresse em efectuar medidas que realmente reduzam o consumo. Alega a empresa que a actual forma de regulação incentiva o aumento das vendas de energia eléctrica.

Mesmo considerando que actualmente o plano se encontra na actividade de Comercialização no SEP, e não na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, a EDP Distribuição encara as duas actividades em conjunto e, como tal, evita acções que promovam a diminuição de proveitos na actividade de Distribuição, mesmo que estas acções estejam enquadradas na actividade de Comercialização no SEP.

No âmbito dos objectivos traçados no PNAC torna-se premente o incentivo à eficiência no consumo de energia eléctrica, existindo várias possibilidades para enquadrar regulamentarmente esta situação:

- a) Imposição de metas obrigatórias em termos de eficiência energética.
- b) Plano de incentivos a incluir nas tarifas do sector eléctrico.

A primeira hipótese faz sentido no âmbito de um mercado de energia eléctrica com alguma maturidade num estágio avançado de liberalização. Este modelo é seguido no Reino Unido onde se impõem metas, em kWh para os comercializadores cumprirem através de planos de promoção da eficiência energética. O regulador aprova e monitoriza esses planos, sendo que o incumprimento dos objectivos traçados em termos de poupança implica aplicação de multas elevadas calculadas em percentagem da facturação.

Em Portugal, a imposição de objectivos em termos de eficiência energética aos fornecedores teria, muito possivelmente, de ser imposta através das licenças que estes agentes devem ter para desempenhar a sua função, licenças atribuídas pela Direcção Geral de Geologia e Energia. Assim, a adopção deste modelo, sendo interessante, suscita alguma clarificação jurídica, nomeadamente no que concerne a aplicação de objectivos a comercializadores não regulados por parte da ERSE.

A necessidade de atingir os objectivos do PNAC através da regulação do sector eléctrico é uma medida de política energética e como tal tem cabimento preferencial ao nível da UGS na actual estrutura do tarifário.

Neste contexto, parece ser mais apropriado incluir os custos com este plano no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema, juntamente com outros custos de política energética, nomeadamente a promoção das energias renováveis e o sobrecusto com a convergência com as regiões autónomas.

Adicionalmente, o modelo proposto permite a participação de todos os comercializadores, agentes externos e operadores das redes.

Os custos dos planos de promoção da eficiência no consumo de energia eléctrica serão pagos por todos os consumidores. Assim, no acesso às medidas previstas nos planos, deverão ser considerados critérios de equidade entre consumidores e níveis de tensão.

PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O mecanismo de incentivo proposto tem as seguintes características principais:

- Aberto a todos os comercializadores, agentes externos e operadores das redes. Considerou-se que em regime de mercado o distribuidor pode não ser o melhor agente para promover medidas de eficiência no consumo. Por exemplo, os comercializadores encontram-se mais perto do cliente e possivelmente em melhor posição para promover medidas de eficiência.
- A aprovação das medidas incluídas nos planos terá por base os critérios que a ERSE definirá *a priori*, em sub-regulamentação.
- Os custos deste mecanismo são incluídos na tarifa de Uso Global de Sistema, sendo assim suportados por todos os clientes, contrariamente ao que hoje sucede com o Plano de Gestão da Procura.

Os critérios de aprovação das medidas de promoção da eficiência no consumo deverão, designadamente:

- Indicar o tipo de medidas prioritárias e o montante máximo a atribuir para os projectos de cada categoria. Pretende-se que sejam adoptadas medidas que conduzam à redução do consumo, preterindo medidas que exclusivamente se destinem a alisar o diagrama de cargas¹⁵.
- Anunciar as regras para ordenação das medidas.
- Garantir mecanismos de auditoria para verificação da execução dos planos.

5.4 INCENTIVO AO DESEMPENHO AMBIENTAL

A ERSE tem responsabilidades, ainda que indirectas, em questões ambientais, devendo contribuir para a melhoria do desempenho ambiental das empresas que operam no sector, bem como para a utilização eficiente dos recursos. Apontam neste sentido diversas disposições dos Estatutos da ERSE.

Tem sido no cumprimento destas obrigações que a ERSE tem desenvolvido as seguintes actividades:

- Acompanhamento das principais políticas de ambiente, com especial destaque para as questões relacionadas com as alterações climáticas. Neste âmbito destaca-se o estudo contratado à FCT/UNL e os contributos dados pelas ERSE no âmbito da elaboração do Programa Nacional para as Alterações Climáticas e sua monitorização.
- Criação de mecanismos que incentivem as empresas a melhorar o seu desempenho ambiental. Encontram-se nesta categoria os Planos de Promoção da Qualidade Ambiental e o incentivo à redução das perdas.
- Acompanhamento das políticas energéticas relativas à PRE, em particular no que diz respeito aos reflexos tarifários que resultam deste tipo de produção.
- Divulgação de informação relativa a questões ambientais relacionadas com o sector.

5.4.1 EXPERIÊNCIA DE APLICAÇÃO

O tipo de regulação por preço máximo cria incentivos acrescidos à melhoria de eficiência das empresas dado que lhes permite apropriarem-se dos ganhos de eficiência que obtiverem. Actualmente a actividade de distribuição de energia eléctrica é regulada por este tipo de regulação económica. Adicionalmente, podem ser instituídos incentivos complementares, sendo disso exemplo o incentivo à melhoria da qualidade de serviço e os planos de promoção de qualidade ambiental, mecanismo em vigor desde 2002.

¹⁵ Este tipo de medidas devem ser realizadas pelo distribuidor, o qual tem já um incentivo resultante do *price-cap* por que é regulado (em Portugal continental).

Os planos de promoção de qualidade ambiental podem também funcionar como ferramenta de comunicação, permitindo destacar as actividades de determinada empresa na melhoria do seu desempenho ambiental. Em empresas que já disponham de um sistema de gestão ambiental (em especial se certificado ou registado no EMAS) existem normalmente outras ferramentas de comunicação, nomeadamente o relatório de ambiente.

Mesmo em actividades reguladas por um mecanismo do tipo taxa de rendibilidade, como é o caso da REN, os planos de promoção da qualidade ambiental podem permitir à empresa ter uma apreciação prévia sobre os custos a incorrer na protecção ambiental, perspectivando assim a sua futura aceitação para efeitos de tarifas. Note-se que não existindo limites pré-definidos para o exercício da responsabilidade social das empresas, o entendimento do regulador pode não ser o mesmo da empresa, sendo assim desejável que exista um entendimento a este nível *a priori*, caso contrário a empresa tenderá a não “correr o risco”.

Em síntese, um instrumento do tipo dos planos de promoção da qualidade ambiental em vigor pode desempenhar as seguintes funções:

- Minimizar os incentivos contrários dados pelo tipo de regulação económica escolhida, incentivando a empresa a adoptar medidas que melhorem o seu desempenho ambiental.
- Servir como uma ferramenta de comunicação da empresa em termos de ambiente.
- Permitir um entendimento *a priori* entre a empresa e o regulador sobre o exercício da responsabilidade social da empresa em matéria de ambiente.

PERÍODO 2002-2004 E 2005

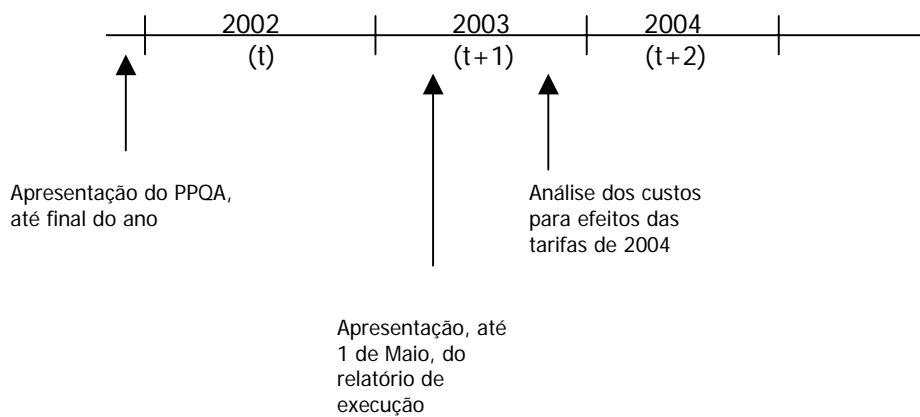
Para perspectivar a futura actuação e regulamentação da ERSE nesta área considera-se importante efectuar um breve balanço sobre o modo como tem decorrido a implementação dos actuais PPQA.

Actualmente encontram-se em vigor os seguintes PPQA:

- EDP Distribuição - actividade de distribuição de energia eléctrica.
- REN - actividade de aquisição de energia, actividade de gestão global do sistema e actividade de transporte de energia eléctrica. Note-se que a grande maioria das medidas dizem respeito à actividade de transporte, sendo que somente a medida relativa ao sistema de gestão ambiental é transversal às três actividades.

Este tipo de planos não existe para as empresas nas regiões autónomas.

Os PPQA em vigor no período 2002-2004 respeitaram a seguinte cronologia:



Os PPQA para o período regulatório de 2005 foram também já apresentados encontrando-se em processo de análise e aprovação. No entanto, há a assinalar que os valores apresentados são superiores ao do período anterior, com especial destaque para a REN.

O Regulamento Tarifário não estabelece detalhes sobre como avaliar as medidas propostas, pelo que foi necessário interpretar o regulamento, recordando-se aqui as principais decisões tomadas:

- Foram aceites as medidas que contribuem directamente para a melhoria do desempenho ambiental das empresas. Foram rejeitados custos relativos à produção em regime especial (custos com o RECS no caso da REN e custos relativos a estudos sobre energias renováveis no caso da EDP Distribuição).
- Apesar do Regulamento Tarifário só explicitar a avaliação pela ERSE dos relatórios de execução anuais, para efeitos de aceitação dos custos para tarifas, foi feita uma apreciação dos próprios PPQA. A ERSE considerou as medidas e programas apresentados como aceitáveis e os custos orçamentados foram considerados como valores máximos. No entanto, para efeitos de tarifas só são aceites os custos realmente incorridos e justificados nos relatórios de execução.
- Nas medidas consideradas voluntárias (cuja obrigatoriedade não esteja prevista na lei) são aceites a totalidade dos custos.
- Nas medidas não voluntárias (efectuadas em cumprimento da lei) só são aceites para efeitos tarifários 50% dos custos incorridos, sendo que o tecto máximo (para o total dos custos) continuou a ser o orçamentado no PPQA. Note-se que nem sempre é fácil distinguir entre medidas voluntárias ou obrigatórias.
- Foram aceites reafecções entre programas e medidas e entre anos, dentro do mesmo período de regulação.
- Os custos de investimento (dos quais resulta um activo para a empresa) são considerados, em termos contabilísticos, de modo semelhante às participações feitas pelos requisitantes de ligações às redes, sendo excluído dos activos a remunerar pelas tarifas.

- Na análise dos Relatórios de Execução foi necessário solicitar à EDP Distribuição que especificasse os custos por nível de tensão, para que possa ser feita uma afectação correcta a cada tarifa de uso de rede (o Regulamento Tarifário não obriga a este tipo de discriminação). Para a REN não se considerou necessário efectuar a distinção entre níveis de tensão dado que a maioria dos custos recairiam sobre MAT, logo pagos por todos os clientes.

No âmbito das actividades de acompanhamento da implementação do PPQA, a ERSE tem promovido a realização de reuniões semestrais com a REN e a EDP Distribuição. O diálogo existente tem sido bastante frutuoso. As principais recomendações da ERSE têm sido no sentido de melhor descrever as medidas adoptadas pelas empresas, justificando assim os custos incorridos. Dada a dificuldade, se não mesmo impossibilidade, em quantificar monetariamente a grande maioria dos benefícios ambientais associados a cada medida do PPQA, não tem sido feita uma análise custo-benefício, tentando-se, quando possível, uma análise custo-eficácia.

No que respeita ao nível de execução dos PPQA, têm-se verificado um grau de execução orçamental e material inferior ao previsto. É expectável que não tenha sido possível executar todos as medidas e programas até final de 2004.

A dificuldade em valorizar benefícios ambientais, bem como a reduzida dimensão destes programas (quando comparados com montantes relativos a outros assuntos), levam a que não seja possível garantir a eficiência económica das medidas e programas que integram o PPQA. Não é possível afirmar que com os montantes gastos sejam estas as melhores medidas em termos ambientais. No entanto, considera-se que a busca da eficiência, obrigando a estudos mais aprofundados e dispendiosos, poderia ter levado a que os programas não fossem implementados. Espera-se que com o desenvolvimento dos programas se possa obter informação que permita melhor avaliar os custos futuros, existindo propostas regulamentares neste sentido.

5.4.2 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

Dada a experiência descrita no capítulo anterior, que no geral se considera positiva, propõe-se manter a existência dos PPQA, com as alterações seguidamente descritas e justificadas.

Em termos de estrutura do Regulamento Tarifário, considerou-se ser mais adequado agrupar num mesmo capítulo os incentivos para a melhoria do desempenho ambiental, para a redução de perdas, para a melhoria da eficiência energética e para a melhoria da qualidade de serviço.

DESIGNAÇÃO

Propõe-se a alteração do nome de “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental” para “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)”. Considera-se que este nome é mais próximo dos objectivos pretendidos, ou seja, medidas que melhorem o desempenho ambiental das empresas.

ÂMBITO DE APLICAÇÃO

Sugere-se alargar o seu âmbito de aplicação às regiões autónomas.

Dado o tipo de regulação aplicado aos operadores de rede em BT que não operam cumulativamente redes em AT e MT, não é possível alargar o âmbito destes planos a estes operadores de rede. No entanto, e uma vez que estes aplicam as mesmas tarifas dos operadores de rede em BT que também são operadores de rede em AT e MT, o PPDA acaba por implicitamente também se aplicar aos operadores de redes em BT.

Com o aumento do grau de liberalização a regulação tende a focar-se nas actividades desenvolvidas em regime de monopólio natural. Deste modo, propõe-se restringir o âmbito dos PPDA às actividades de transporte e distribuição, eliminando a hipótese de apresentação de medidas para actividades de aquisição de energia e para gestão global do sistema. Note-se que no período 2002-2004 e em 2005 a actividade de transporte de energia eléctrica foi responsável pela grande maioria dos custos dos PPQA da REN.

DATAS DE APRESENTAÇÃO

Para que seja possível iniciar o PPDA logo em Janeiro, bem como a sua coordenação com os restantes parâmetros tarifários, propõe-se alterar a data de apresentação dos PPDA para 15 de Junho, conjuntamente com a restante informação para estabelecimento das tarifas.

TECTO MÁXIMO PARA CADA PLANO

Para que os operadores de rede possam ter orientações na preparação dos seus PPDA, propõe-se a aprovação pela ERSE, até 1 de Março do ano que antecede cada período de regulação, de um montante máximo para cada PPDA.

CONTEÚDO DO PLANO E RELATÓRIO DE EXECUÇÃO

No texto regulamentar proposto especifica-se o conteúdo do plano e relatório a apresentar pelos operadores de rede. É dado especial relevo aos indicadores de realização dos objectivos traçados, bem como aos indicadores de eficiência (ex. custo unitário por tipo de acção).

APROVAÇÃO

No texto regulamentar clarificou-se a apreciação que a ERSE deve fazer ao PPDA, propondo-se que sejam aprovadas as medidas e os orçamentos como tectos máximos por acção.

REAFECTAÇÃO DE VERBAS

O texto regulamentar permite as reafecções entre anos e acções, sujeitas a aprovação pela ERSE. Esta foi a prática seguida nos PPQA já executados.

REGISTO CONTABILÍSTICO

No sentido de verter no texto regulamentar a prática seguida, optou-se por estabelecer algumas obrigações relativas ao registo contabilístico dos custos com os PPDA.

DIVULGAÇÃO

Tendo como objectivo uma maior divulgação deste tipo de planos, bem como de justificar perante os consumidores os fundos investidos na melhoria do desempenho ambiental, o texto regulamentar proposto obriga a ERSE a divulgar informação sobre os PPDA.