



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Dezembro 2007

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	TARIFA DE ENERGIA	3
2.1	Estrutura de preços da tarifa de energia durante o ano de 2007	3
2.1.1	Tarifa de Energia e Potência.....	3
2.1.2	Tarifa de Energia.....	7
2.2	Modelos de simulação do sistema electroprodutor	11
2.3	Mercados grossistas	15
2.3.1	OMEL	15
2.3.1.1	Evolução do Mercado Espanhol	15
2.3.1.2	Preços no OMEL em Espanha em 2006-2007	19
2.3.2	Análise dos preços do OMEL em Portugal em 2007	24
2.3.3	Análise dos preços no OMIP.....	26
2.4	Síntese de resultados e conclusões.....	28
3	TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE	31
4	TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	33
4.1	Estrutura tarifária - a relação entre tarifas e custos.....	33
4.1.1	Relação entre tarifas e custos no Uso da Rede de Distribuição – variáveis de facturação.....	35
4.2	Determinação dos custos incrementais.....	39
4.2.1	Discussão metodológica	39
4.2.2	Pressupostos e dados utilizados.....	41
4.2.3	Custos incrementais.....	50
4.3	Comparação da estrutura dos novos custos incrementais com a estrutura dos custos incrementais adoptados no cálculo das tarifas em vigor em 2007	51
4.4	Determinação dos preços de potência	55
4.5	Análise de impactes	57
5	TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS	63
5.1	Siglas.....	63
5.2	Tarifas de Venda a Clientes finais em Portugal continental	66
5.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores.....	87
5.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira.....	102
	ANEXO - DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS	119

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Custos marginais de energia por períodos horo-sazonais utilizados no cálculo das tarifas de 2007.....	4
Figura 2-2 - Componentes de energia da Tarifa de Energia e Potência	5
Figura 2-3 - Repartição da Parcela de Capacidade.....	6
Figura 2-4 - Tarifa de Energia e Potência com preços de potência em horas de ponta convertidos para preços de energia em horas de ponta	7
Figura 2-5 - Componentes da Tarifa de Energia.....	8
Figura 2-6 - Comparação entre os preços da tarifa de Energia e Potência e da tarifa de Energia de 2007.....	9
Figura 2-7 - Comparação entre a estrutura de preços da tarifa de Energia e Potência e da tarifa de Energia de 2007	10
Figura 2-8 - Estrutura dos custos marginais horários de energia para o estádio de 2008	13
Figura 2-9 - Estrutura dos custos marginais horários de energia para o estádio de 2012.....	14
Figura 2-10 - Comparação entre os custos marginais dos diferentes cenários em valores adimensionais.....	14
Figura 2-11 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha, para o I e IV períodos de 2004, 2005 e 2006.....	17
Figura 2-12 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha, para o II e III períodos de 2004, 2005 e 2006.....	17
Figura 2-13 - Comparação dos preços médios diários para os períodos I e IV no OMEL, em Espanha, por período horário em 2004, 2005 e 2006	18
Figura 2-14 - Comparação dos preços médios diários para os períodos II e III no OMEL, em Espanha, por período horário em 2004, 2005 e 2006	18
Figura 2-15 - Comparação dos preços médios diários para os períodos I e IV no OMEL, para Espanha, por período horário para 2004, 2005 e 2006, em valores adimensionais	19
Figura 2-16 - Comparação dos preços médios diários para os períodos II e III no OMEL, para Espanha, por período horário para 2004, 2005 e 2006, em valores adimensionais	19
Figura 2-17 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha para o I e IV períodos de 2006.....	20
Figura 2-18 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha para o I período de 2007	20
Figura 2-19 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha para o II e III períodos de 2006.....	20
Figura 2-20 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha para o II e III períodos de 2007.....	21
Figura 2-21 - Comparação dos preços médios diários no OMEL em Espanha, por período horário, para os períodos I e IV de 2006 e 2007	22
Figura 2-22 - Comparação dos preços médios diários no OMEL em Espanha, por período horário, para os períodos II e III de 2006 e 2007	22
Figura 2-23 - Comparação dos preços médios diários no OMEL em Espanha, por período horário, para os períodos I e IV de 2006 e 2007, em valores adimensionais	23
Figura 2-24 - Comparação dos preços médios diários no OMEL em Espanha, por período horário, para os períodos II e III de 2006 e 2007, em valores adimensionais	23

Figura 2-25 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Portugal, para o III período de 2007.....	24
Figura 2-26 - Comparação dos preços médios diários, no OMEL, entre Portugal e Espanha, por período horário, para o III trimestre de 2007.....	25
Figura 2-27 - Comparação da estrutura dos preços médios diários, no OMEL, entre Portugal e Espanha, por período horário, para o III trimestre de 2007, em valores adimensionais	26
Figura 2-28 - Comparação entre o preço TEP e o preço do produto trimestral e mensal negociado no OMIP.....	27
Figura 2-29 - Comparação das estruturas de preços médios, por período horário para os períodos I e IV, em valores adimensionais	29
Figura 2-30 - Comparação das estruturas de preços médios, por período horário para os períodos II e III, em valores adimensionais	29
Figura 4-1 - Agregação de consumos	37
Figura 4-2 - Sistema de distribuição de energia eléctrica	46
Figura 4-3 - Comparação dos custos incrementais e receitas incrementais na “Situação actual” e no “Cenário A”	55
Figura 4-4 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	58
Figura 4-5 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	58
Figura 4-6 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	59
Figura 4-7 - Tarifa de Acesso às Redes em AT	59
Figura 4-8 - Tarifa de Acesso às Redes em MT	60
Figura 4-9 - Tarifa de Acesso às Redes em BTE	60
Figura 4-10 - Tarifa de Acesso às Redes em BTN	61
Figura 5-1 - Variações tarifárias das tarifas aditivas, por alteração da estrutura tarifária	67
Figura 5-2 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas	69
Figura 5-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2008.....	70
Figura 5-4 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, por opção tarifária.....	71
Figura 5-5 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, por opção tarifária.....	72
Figura 5-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT	74
Figura 5-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT (Longas Utilizações)	75
Figura 5-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT (Médias Utilizações)	76
Figura 5-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Longas Utilizações).....	77
Figura 5-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Médias Utilizações).....	78
Figura 5-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Longas Utilizações).....	79
Figura 5-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Médias Utilizações).....	80
Figura 5-13 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA; Médias Utilizações).....	81
Figura 5-14 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples > 20,7 kVA).....	82

Figura 5-15 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA).....	83
Figura 5-16 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples > 2,3 e ≤ 20,7 kVA).....	84
Figura 5-17 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 2,3 kVA).....	85
Figura 5-18 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas.....	89
Figura 5-19 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para as tarifas aditivas em 2008.....	90
Figura 5-20 - Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para as tarifas de Venda Clientes Finais de Portugal continental, por opção tarifária.....	91
Figura 5-21 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT na RAA.....	93
Figura 5-22 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Organismos) na RAA.....	94
Figura 5-23 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA.....	95
Figura 5-24 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Outros consumidores) na RAA.....	96
Figura 5-25 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-horária > 17,25 kVA) na RAA.....	97
Figura 5-26 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Outros consumidores > 17,25 kVA) na RAA.....	98
Figura 5-27 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-Horária ≤ 17,25 kVA) na RAA.....	99
Figura 5-28 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 17,25 kVA) na RAA.....	100
Figura 5-29 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas.....	104
Figura 5-30 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas aditivas em 2008.....	105
Figura 5-31 - Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas de Venda Clientes Finais de Portugal continental, por opção tarifária.....	106
Figura 5-32 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT 6,6 kV na RAM.....	108
Figura 5-33 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	109
Figura 5-34 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Tri-Horária > 20,7 kVA) na RAM.....	110
Figura 5-35 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA) na RAM.....	111
Figura 5-36 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 20,7 kVA) na RAM.....	112
Figura 5-37 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Simples ≤ 20,7 kVA – não domésticos) na RAM.....	113
Figura 5-38 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN (Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA – não domésticos) na RAM.....	114

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Procura nos diferentes cenários	12
Quadro 2-2 - Cenários de evolução da produção em regime especial.....	12
Quadro 2-3 - Cenários de composição do sistema electroprodutor	12
Quadro 2-4 - Capacidade Disponível Para Trocas Comercias	12
Quadro 2-5 - Custos marginais de energia para 2008.....	30
Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2008	32
Quadro 4-1 - Variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição	36
Quadro 4-2 - Índice de preços implícitos no PIB.....	41
Quadro 4-3 - Investimento na rede de distribuição de energia eléctrica	42
Quadro 4-4 - Comparticipações em espécie na rede de distribuição de energia eléctrica	42
Quadro 4-5 - Comparticipações financeiras (de clientes) na rede de distribuição de energia eléctrica.....	43
Quadro 4-6 - Comparticipações de fundos na rede de distribuição de energia eléctrica	43
Quadro 4-7 - Comparticipações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental (Cenário A)	44
Quadro 4-8 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia eléctrica.....	47
Quadro 4-9 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos.....	47
Quadro 4-10 - Custos de operação e manutenção	48
Quadro 4-11 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição com os perfis de consumo das tarifas de 2007	49
Quadro 4-12 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição em 2007 e em 2008.....	49
Quadro 4-13 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição com os perfis de consumo das tarifas de 2008	50
Quadro 4-14 - Comparticipações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental.....	50
Quadro 4-15 - Síntese dos custos incrementais	51
Quadro 4-16 - Receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.....	53
Quadro 4-17 - Peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas receitas incrementais totais	53
Quadro 4-18 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT	54
Quadro 4-19 - Peso das receitas incrementais por nível de tensão	54
Quadro 4-20 - Factores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes	57
Quadro 5-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 tendo em conta a limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas (artigo 138.º do Regulamento Tarifário).....	70
Quadro 5-2 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008	86

Quadro 5-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em MAT, AT e MT de 2007 para 2008	86
Quadro 5-4 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTE de 2007 para 2008	86
Quadro 5-5 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2007 para 2008	87
Quadro 5-6 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN <= 20,7 kVA de 2007 para 2008	87
Quadro 5-7 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2007 para 2008	101
Quadro 5-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT em 2008 na RAA	101
Quadro 5-9 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2008 na RAA	101
Quadro 5-10 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA em 2008 na RAA	102
Quadro 5-11 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA em 2008 na RAA	102
Quadro 5-12 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2008	115
Quadro 5-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT em 2008 na RAM	115
Quadro 5-14 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2008 na RAM	116
Quadro 5-15 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2008 na RAM	116
Quadro 5-16 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2008 na RAM	117

1 INTRODUÇÃO

A definição da estrutura tarifária é um dos aspectos mais importantes na definição de tarifas que transmitam sinais eficientes aos consumidores finais de energia eléctrica e aos utilizadores das redes. No Regulamento Tarifário, nos princípios que orientam a metodologia de cálculo tarifário, estabelece-se que a estrutura das tarifas deve ser aderente à estrutura dos custos incrementais ou marginais.

As diferentes tarifas por actividade do sector eléctrico devem reflectir os custos dessas actividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados.

Neste documento descrevem-se os passos dados na determinação dos custos incrementais a considerar no cálculo das tarifas de Energia e de Uso das Redes de Distribuição.

As tarifas de comercialização são monómias, não sendo objecto deste estudo. A tarifa de Uso Global do Sistema não tem, no actual contexto, custos marginais ou incrementais associados, uma vez que é composta, essencialmente, por custos associados a questões de politica energética, nessa medida também não é incluída na análise. Na tarifa de Uso da Rede de Transporte preserva-se a actual estrutura tarifária.

Por último, tendo em conta as tarifas por actividade estabelecidas para 2008, calcula-se de forma aditiva, a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais e descreve-se o mecanismo de convergência gradual para tarifas aditivas tendo em conta a limitação de impactes.

2 TARIFA DE ENERGIA

2.1 ESTRUTURA DE PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA DURANTE O ANO DE 2007

Ao longo do ano de 2007 entraram em vigor algumas disposições legais, previstas no Regulamento Tarifário, que vieram alterar profundamente o cálculo e a estrutura da tarifa que reflecte os custos de aquisição de energia do comercializador de último recurso (CUR).

Com efeito, o regulamento tarifário em vigor desde 2005, estabeleceu o fim da tarifa de Energia e Potência (TEP) e a sua substituição pela tarifa de Energia (TE) do comercializador de último recurso com a entrada em vigor do mercado organizado e a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia de longo prazo (CAE).

A partir de 1 de Julho de 2007 com a implementação do MIBEL e a cessação dos CAE as disposições transitórias previstos no Regulamento Tarifário deixam de ter aplicabilidade, tendo a ERSE publicado a nova tarifa de Energia do CUR para vigorar a partir do dia 1 de Setembro de 2007.

Nos pontos seguintes apresentam-se, de forma sucinta, a descrição da estrutura tarifária e da metodologia de cálculo das duas tarifas que vigoraram durante o ano de 2007.

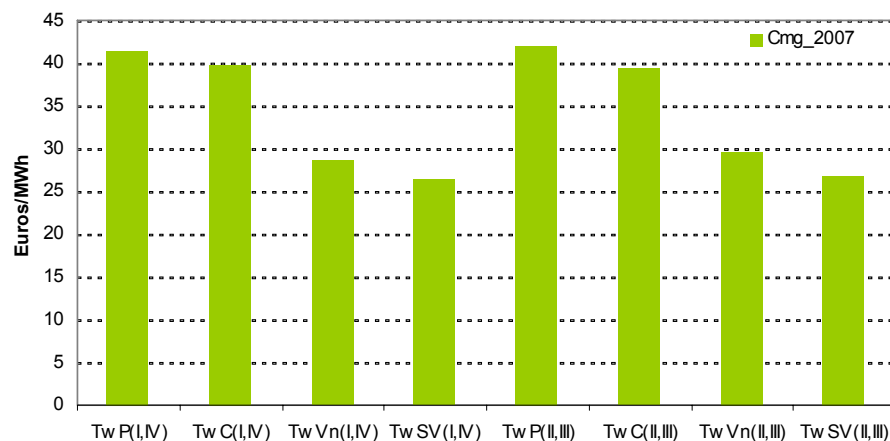
2.1.1 TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA

No contexto da aplicação do antigo Regulamento Tarifário, a estrutura dos preços da tarifa de Energia e Potência (TEP) deve respeitar a estrutura dos custos marginais de produção. Os custos marginais de produção incluem os custos marginais de energia fornecida e, também, os custos de energia não servida associados aos custos de capacidade. Os custos marginais de energia são obtidos considerando a existência de capacidade suficiente em meios de ponta, nomeadamente de turbinas a gás de ciclo simples (TGCS) que evitam a existência de energia não distribuída. A diferença entre os custos marginais de produção e os custos marginais de energia constituem os custos marginais de capacidade. Num sistema optimizado e, portanto, bem dimensionado em termos de meios de produção, os custos marginais de capacidade deveriam ser limitados aos custos de capacidade das TGCS.

Na Figura 2-1 apresentam-se os custos marginais de energia, por períodos horo-sazonais, utilizados no cálculo das tarifas de 2007. Estes custos marginais são idênticos aos utilizados nas tarifas de 2006, actualizados pelo deflactor do PIB. Os custos marginais adoptados em 2006 tiveram por base estudos de simulação do sistema electroprodutor desenvolvidos pela REN, utilizando o modelo VALORÁGUA. Estes custos marginais têm em consideração a duração dos períodos horários em vigor. São obtidos a partir

dos custos marginais de produção totais, por período horo-sazonal, para os vários meses do ano e para uma série alargada de regimes hidrológicos e de vento, truncados pelos custos variáveis das TGCS.

Figura 2-1 - Custos marginais de energia por períodos horo-sazonais utilizados no cálculo das tarifas de 2007



Legenda:

TwP (I,IV) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres I e IV;

TwC (I,IV) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres I e IV;

TwVn (I,IV) Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres I e IV;

TwSV (I,IV) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres I e IV;

TwP (II,III) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres II e III;

TwC (II,III) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres II e III;

TwVn (II,III) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres II e III;

TwSV (II,III) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres II e III.

No âmbito do cálculo das tarifas para 2007, em Dezembro de 2006, a tarifa de Energia e Potência, baseada em custos marginais de produção, aplicada às quantidades previstas para 2007, não permite obter os proveitos permitidos em 2007 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica adicionados dos custos de aquisição de energia eléctrica no âmbito da Parcela Livre. Por este motivo, os custos marginais são escalados de modo a permitir obter os proveitos autorizados. Na actividade de produção, os escalamentos incidem apenas sobre os custos marginais de energia por período horário.

A estrutura dos custos marginais de energia prevista deve ser repercutida na estrutura dos preços da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência, por aplicação de factores de escala multiplicativos diferenciados que tenham em consideração a maximização da eficiência económica.

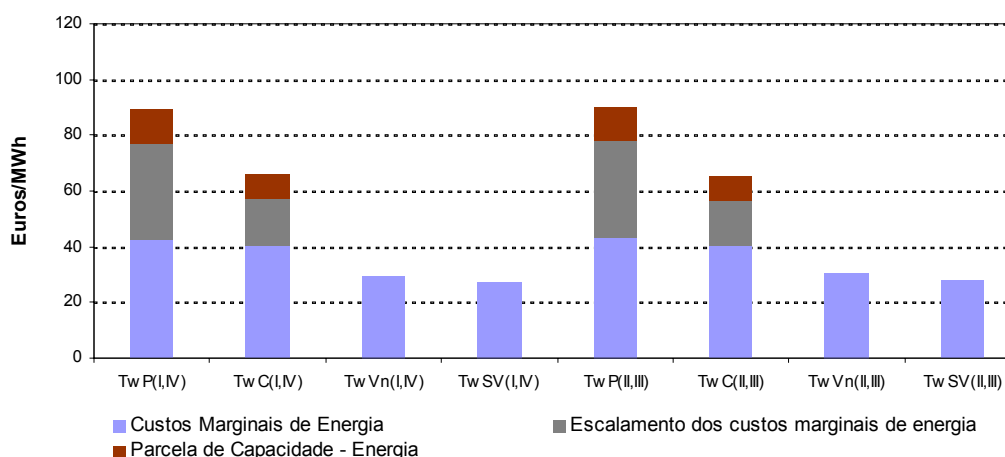
O procedimento mencionado já considera uma aproximação qualitativa à referida regra de aplicação de factores de escala, isto é, estabelece que o factor a aplicar à energia em horas de ponta será maior ou igual ao factor a aplicar em horas cheias que, por sua vez, será maior ou igual ao escalamento a afectar às energias de vazio.

Tendo em conta essa hierarquia, optou-se por não escalar os custos marginais de energia de vazio normal e de super vazio, ou seja, considerar um factor de escalamento igual a 1. Esta opção justifica-se por se considerar que o comportamento dos consumidores em relação a estes preços será consideravelmente mais elástico que nos restantes períodos horários. Apesar de não serem conhecidas estimativas exactas das elasticidades subjacentes a cada período horário considera-se, com uma razoável margem de segurança, que as elasticidades afectas aos preços das energias de vazio (super vazio e vazio normal) são superiores aos mesmos valores referentes aos preços das energias de pontas e cheias.

Assumindo o não escalamento dos custos marginais de energia de vazio, os custos marginais de energia dos períodos horários de pontas e cheias terão que ser escalados por forma a permitir que a tarifa de Energia e Potência aplicada às quantidades relevantes proporcione uma receita igual aos proveitos permitidos para esta actividade. O escalamento dos custos marginais de energia em horas de ponta é superior ao aplicável aos custos marginais de energia em horas cheias, o que está de acordo com a regra do inverso das elasticidades. A relação entre estes dois parâmetros manteve-se para 2007 em relação ao efectuado para as tarifas de 2002 a 2006. Considerou-se que o acréscimo a aplicar aos custos marginais em horas de ponta é o dobro do acréscimo a aplicar aos custos marginais em horas cheias.

Na Figura 2-2 apresentam-se, para os termos tarifários de energia, os custos marginais de energia, os escalamentos dos custos marginais de energia e a parcela de capacidade utilizados no cálculo da tarifa de Energia e Potência.

Figura 2-2 - Componentes de energia da Tarifa de Energia e Potência



Legenda:

TwP (I,IV) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres I e IV;

TwC (I,IV) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres I e IV;

TwVn (I,IV) Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres I e IV;

TwSV (I,IV) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres I e IV;

TwP (II,III) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres II e III;

TwC (II,III) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres II e III;

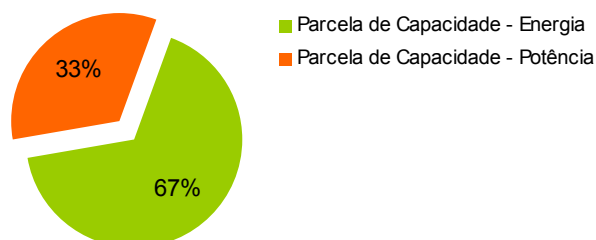
TwVn (II,III) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres II e III;

TwSV (II,III) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres II e III.

O montante dos proveitos da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência teve por base uma potência líquida garantida de 7 823 MW e um preço associado ao investimento em turbinas a gás de ciclo simples de 4,34 €/kW.

A Figura 2-3 apresenta a repartição dos proveitos de capacidade pelos termos de energia e potência dependente do parâmetro α , previsto no Artigo 98.º do anterior Regulamento Tarifário. Os termos tarifários de energia da parcela de capacidade dizem respeito a horas de ponta e horas cheias.

Figura 2-3 - Repartição da Parcela de Capacidade



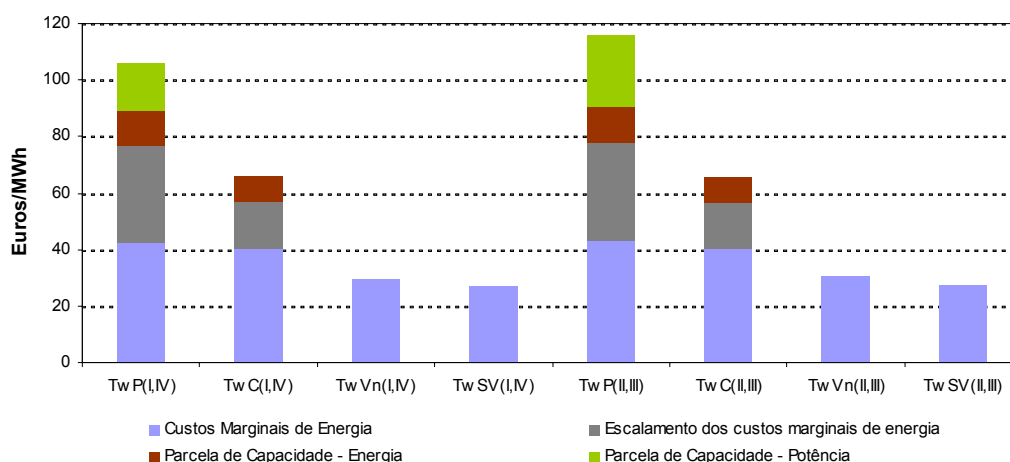
Adicionalmente considera-se que a repartição da parcela de capacidade a afectar aos termos tarifários de energia em horas de ponta e horas cheias tem em conta a estrutura dos custos de capacidade obtidos pela diferença entre os custos marginais de produção e os custos marginais de energia.

Importa referir que a partir de Setembro de 2007 a tarifa que substitui a TEP não inclui um termo de potência em horas de ponta. Como tal, para efeitos de comparação, é necessário transferir os valores associados a esta variável para as restantes variáveis que continuam na tarifa.

Tendo em conta que a potência média em horas de ponta é obtida pelo rácio da energia consumida em períodos de ponta e pelo número de horas desse período, resulta que a transferência do preço desta variável de potência se efectua directamente para a variável de facturação energia em horas de ponta. Para o efeito basta dividir o preço de potência em horas de ponta pelo número de horas de ponta do período e depois multiplicar pelo número de meses desse período.

O resultado desta transferência de preços entre variáveis de facturação é apresentado na Figura 2-4.

Figura 2-4 - Tarifa de Energia e Potência com preços de potência em horas de ponta convertidos para preços de energia em horas de ponta



Legenda:

- TwP (I,IV) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwC (I,IV) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwVn (I,IV) Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwSV (I,IV) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwP (II,III) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwC (II,III) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwVn (II,III) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwSV (II,III) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres II e III.

Da análise da figura resulta que o preço relativo da energia em períodos de ponta, face aos restantes períodos tarifários, assume um valor ainda mais elevado que o resultante do processo de escalamento e de inclusão dos termos de energia da parcela de capacidade.

2.1.2 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de Energia deve reflectir a estrutura de preços praticados no mercado grossista. Com efeito, à semelhança do que estava estabelecido no caso da TEP, a estrutura destes preços deve respeitar a estrutura dos custos marginais de produção.

No novo enquadramento regulamentar, a parcela de capacidade da tarifa de energia não é aplicável. Está prevista a aplicação futura de uma tarifa que inclua a garantia de potência, esta tarifa em conjugação com a estrutura de preços prevista para o mercado deve ser coerente com a estrutura de custos marginais de produção acima referida.

Transitoriamente, para efeitos do cálculo dos preços a vigorar entre 1 de Setembro e 31 de Dezembro de 2007, adicionou-se aos custos incrementais de produção de energia, sem garantia, o valor dos custos

marginais dos termos de energia (horas de ponta e horas cheias) da parcela de capacidade. Todos estes custos marginais são iguais aos publicados no cálculo das tarifas para 2007, em Dezembro de 2006. Esta opção permite introduzir alguma gradualidade na alteração das estruturas da tarifa de Energia.

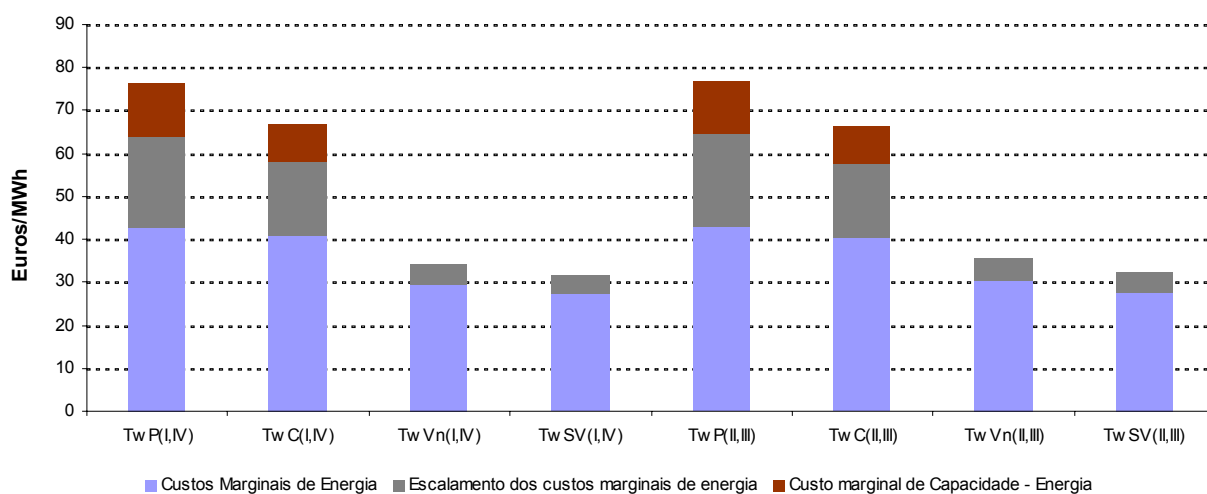
À semelhança do que acontecia em anos anteriores com a TEP, a TE, baseada em custos marginais de produção, aplicada às quantidades previstas para 2007, não permite obter os proveitos permitidos em 2007 na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica. Por este motivo, os custos marginais são escalados de modo a permitir obter os proveitos autorizados.

A estrutura dos custos marginais, utilizada como uma estimativa para a estrutura de preços que vigorará no mercado, é repercutida na estrutura dos preços da tarifa de Energia, por aplicação de um factor de escala multiplicativo igual por período horário. Contrariamente ao modelo de cálculo anterior o efeito de escalamento apenas reflecte a diferença de nível entre os custos previstos e os que se obtêm no mercado, assumindo-se que a estrutura de preços é a que vigorará no mercado.

Refira-se, uma vez mais, que face às tarifas em vigor desde Janeiro de 2007 foi eliminado o termo tarifário de potência em horas de ponta, uma vez que a actual tarifa de Energia do comercializador de último recurso (CUR) apenas contém termos de energia activa. Esta alteração de variáveis de facturação e estrutura de custos marginais tem também impactes ao nível da estrutura das tarifas aplicadas pelo CUR.

Na Figura 2-5 apresentam-se, os custos marginais de energia, incluindo os termos de energia da parcela de capacidade da anterior tarifa de Energia e Potência, e os escalamentos utilizados no cálculo da tarifa de Energia.

Figura 2-5 - Componentes da Tarifa de Energia

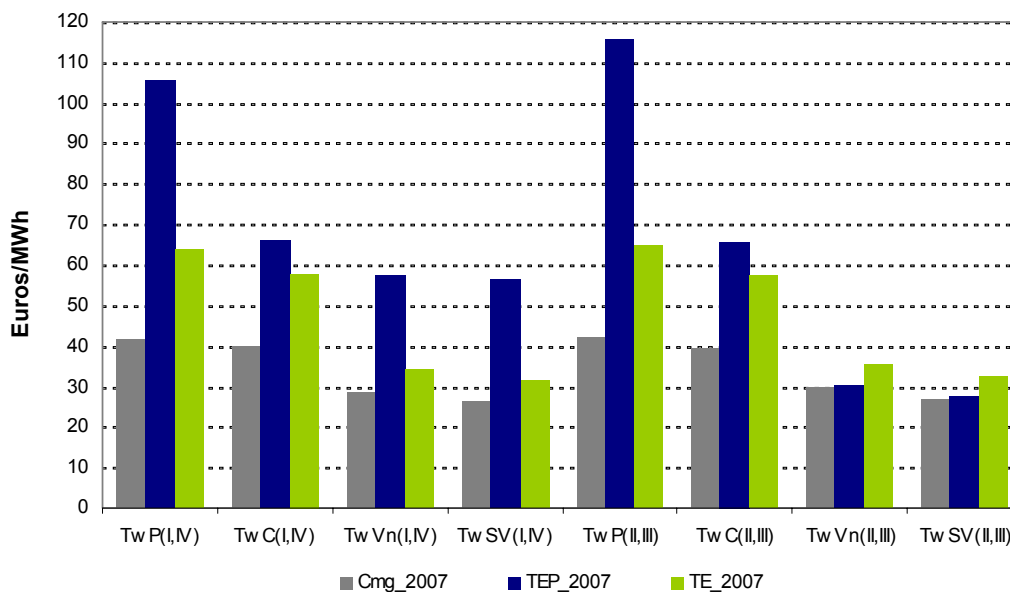


Legenda:

- TwP (I,IV) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwC (I,IV) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwVn (I,IV) Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwSV (I,IV) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwP (II,III) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwC (II,III) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwVn (II,III) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwSV (II,III) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres II e III.

Na Figura 2-6 comparam-se os preços da TEP e da TE de 2007 com os custos marginais de energia utilizados no cálculo destas tarifas. O preço de energia em horas de ponta da TEP inclui as transferências do termo de potência em horas de ponta.

Figura 2-6 - Comparação entre os preços da tarifa de Energia e Potência e da tarifa de Energia de 2007



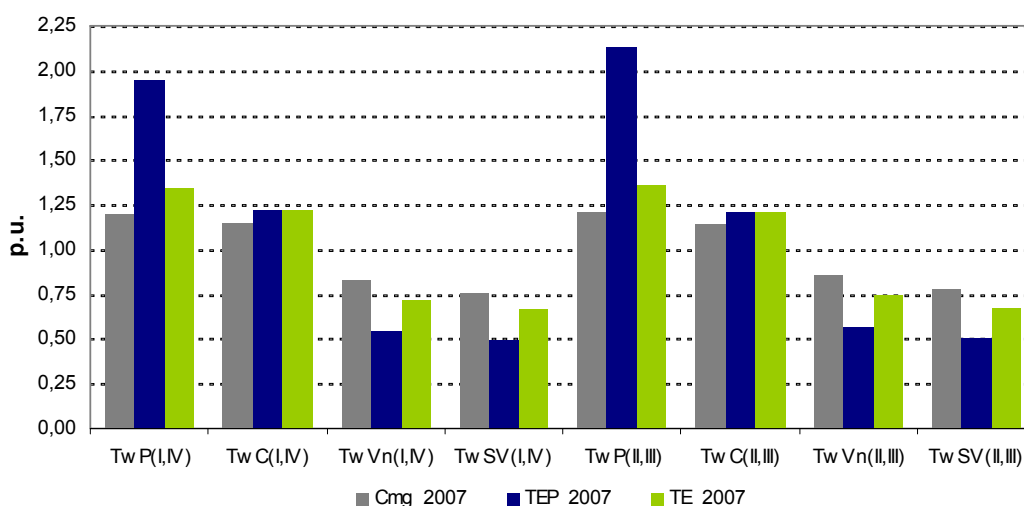
Legenda:

- TwP (I,IV) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwC (I,IV) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwVn (I,IV) Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwSV (I,IV) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwP (II,III) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwC (II,III) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwVn (II,III) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwSV (II,III) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres II e III.

Uma vez que os custos marginais utilizados são os mesmos as diferenças entre as duas tarifas resultam, por um lado, de um diferente nível tarifário estabelecido para as duas tarifas e, por outro lado, da alteração da metodologia de cálculo das tarifas e das variáveis de facturação.

Na Figura 2-7 comparam-se os preços das várias tarifas divididos por um preço médio, que resulta da média ponderada dos respectivos preços de energia pela duração em horas de cada período horário, por forma a eliminar-se o efeito do nível da tarifa e comparar-se apenas a estrutura de preços.

Figura 2-7 - Comparação entre a estrutura de preços da tarifa de Energia e Potência e da tarifa de Energia de 2007



Legenda:

- TwP (I,IV) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwC (I,IV) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwVn (I,IV) Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwSV (I,IV) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres I e IV;
- TwP (II,III) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwC (II,III) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwVn (II,III) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres II e III;
- TwSV (II,III) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres II e III.

A estrutura da TEP difere da TE no preço de energia em horas de ponta, estando o valor da TE mais próximo da estrutura dos custos marginais. Tal deve-se, essencialmente à alteração da metodologia de cálculo da tarifa, na medida em que o escalamento da TE incide sobre todos os períodos horários com um mesmo factor multiplicativo.

Importa também referir que a estrutura da tarifa de Energia difere da estrutura dos custos marginais apresentados uma vez que, a título transitório, incorporou-se o preço dos termos de energia da parcela de capacidade.

2.2 MODELOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA ELECTROPRODUTOR

À semelhança de anos anteriores, com vista à obtenção de custos marginais, a ERSE solicitou estudos de simulação do sistema electroprodutor desenvolvidos pela REN, utilizando o modelo VALORÁGUA. Estes custos marginais têm em consideração a duração dos períodos horários em vigor.

Foram elaborados estudos tendo em conta diferentes pressupostos e cenários. Para efeitos de determinação da estrutura tarifária, consideraram-se dois estádios de configuração do sistema electroprodutor. O cenário de 2008, que apresenta, tanto do lado da procura como da oferta, valores em linha com as previsões para o próximo ano, e o cenário de 2012 que apresenta uma configuração do sistema electroprodutor de mais longo prazo.

A consideração destes dois cenários justifica-se por conciliar a necessidade de, por um lado, apresentar valores em linha com as previsões da estrutura tarifária das aquisições do CUR em 2008 e, por outro lado, verificar se a estrutura a adoptar para a tarifa é coerente com os sinais preço de longo prazo.

No Quadro 2-1 apresentam-se os pressupostos utilizados no estudo em termos de distribuição da procura. No Quadro 2-2 e no Quadro 2-3 apresentam-se, de forma resumida, os pressupostos em termos da configuração do sistema electroprodutor e no Quadro 2-4 apresentam-se os valores considerados para a capacidade de Importação/Exportação definida a partir da capacidade disponível para trocas comerciais. Importa referir que quer o valor da procura para 2008, quer o valor da energia da produção em regime especial, se encontram ligeiramente acima dos valores considerados no cálculo das tarifas para 2008. Tal não é de relevar atendendo a que o objecto do presente estudo reside na determinação da estrutura da tarifa de Energia e não no seu nível. Estas diferenças são explicadas pelo facto das previsões terem sido efectuadas em datas diferentes.

Quadro 2-1 - Procura nos diferentes cenários

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Anual
2008	4 998	4 379	4 504	4 117	4 175	4 153	4 499	4 047	4 238	4 412	4 558	4 911	52 991
2012	5 595	4 902	5 042	4 609	4 674	4 649	5 036	4 530	4 744	4 939	5 103	5 497	59 320

GWh

Quadro 2-2 - Cenários de evolução da produção em regime especial

		Eólica	Restante	Total
2008	Potência Instalada (MW)	3 600	2 245	5 845
	Entregas à rede (GWh)	6 318	7 314	13 632
2012	Potência Instalada (MW)	5 700	3 445	9 145
	Entregas à rede (GWh)	11 100	13 476	24 576

Quadro 2-3 - Cenários de composição do sistema electroprodutor

	MWh	
	2008	2012
Procura (ponta anual)	9374	10584
Oferta	16085	22640
Capacidade Térmica	5655	8261
Capacidade Hídrica ⁽¹⁾	4582	5234
Capacidade PRE	5848	9145

⁽¹⁾ Em 2012 o aumento de potência instalada é devida à duplicação da central de Alqueva e dos reforços de potência de Picote e Bemposta

Quadro 2-4 - Capacidade Disponível Para Trocas Comercias

		MW	
		Trimestres	
		I e IV	II e III
2008	Imp	1 300	1 100
	Exp	1 200	1 200
2012	Imp	1 900	1 800
	Exp	1 900	1 800

Os valores utilizados para os encargos das centrais estão conforme o Decreto-Lei n.º 199/2007, tendo havido a internalização dos custos de CO₂, considerando um valor de 21 €/ton_e.

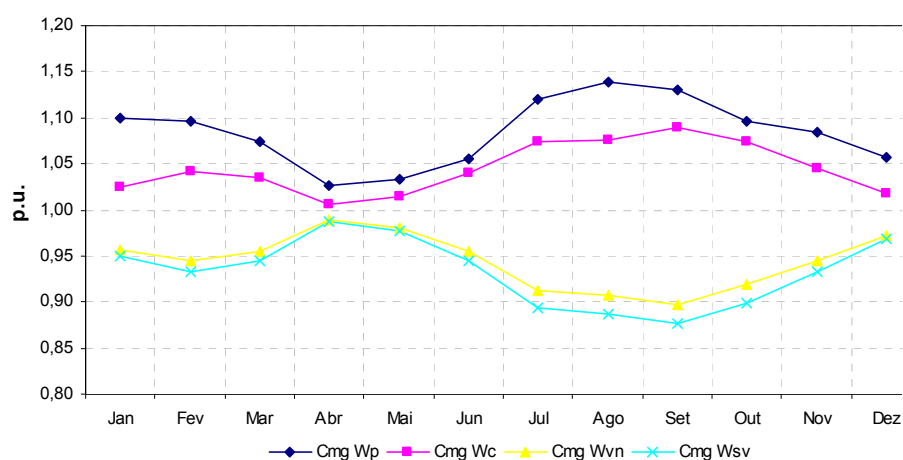
Na Figura 2-8 e na Figura 2-9 apresenta-se a estrutura dos custos marginais nos 4 períodos horários do sistema tarifário, após terem sido convertidos dos 5 períodos horários do modelo Valorágua. Os valores apresentados foram previamente submetidos ao método da truncagem. Este método consiste em truncar o valor mensal apresentado para cada um dos 50 regimes hidrológicos a um máximo preestabelecido.

A escolha deste valor máximo para efeitos de truncagem deve ter em conta os custos associados ao funcionamento de uma central de ponta, a parametrização destes custos deve considerar, nomeadamente, o valor esperado do número de horas por ano que esta central deverá funcionar o que,

por sua vez, deve ser determinado de forma coerente com o valor assumido para a energia não servida. Estes valores devem ser equacionados tendo em conta os valores estabelecidos no âmbito dos incentivos para a garantia de abastecimento.

Tendo em conta que o enquadramento legal e regulamentar da garantia de abastecimento é muito recente e que os valores associados a este incentivo ainda não estão definidos, define-se o valor de 132,18 Euros/MWh, em 2007 e de 135,62 Euros/MWh para 2008, que corresponde ao parâmetro considerado nos anos anteriores, a preços constantes.

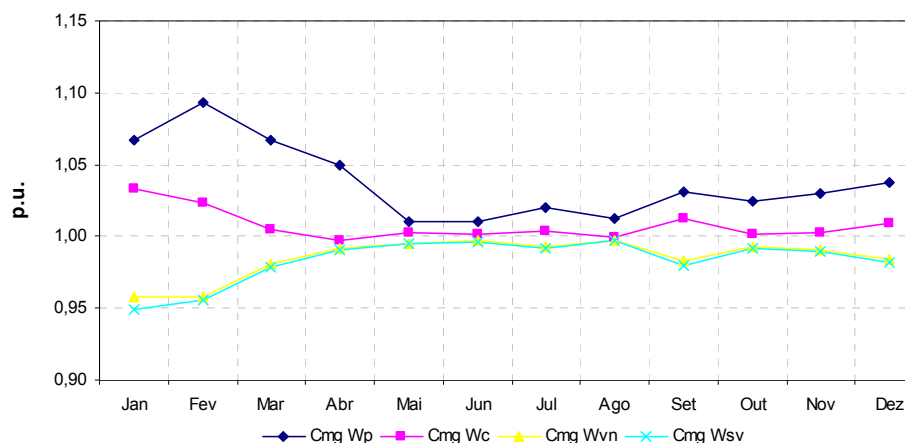
Figura 2-8 - Estrutura dos custos marginais horários de energia para o estágio de 2008



Legenda

- Cmg Wp – Custo marginal em horas de ponta;
- Cmg Wc – Custo marginal em horas cheias;
- Cmg Wvn – Custo marginal em horas de vazio normal;
- Cmg Wsv – Custo marginal em horas de super vazio;

Figura 2-9 - Estrutura dos custos marginais horários de energia para o estádio de 2012



Legenda:

Cmg Wp – Custo marginal em horas de ponta;

Cmg Wc – Custo marginal em horas cheias;

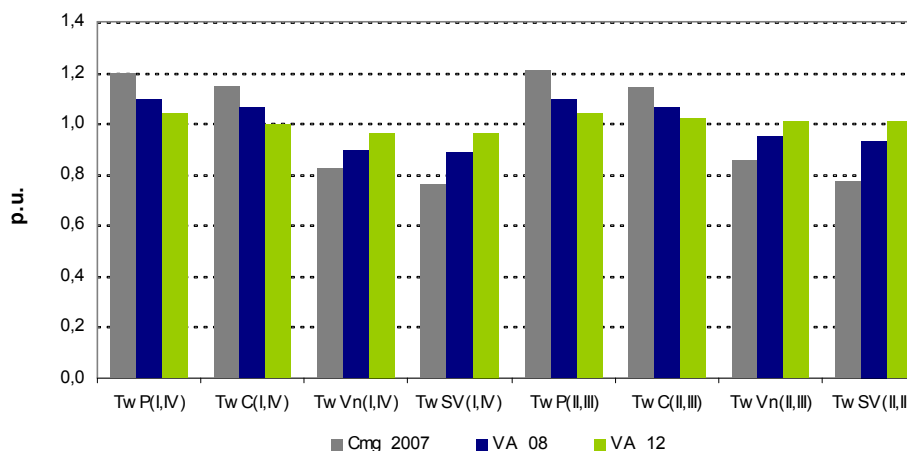
Cmg Wvn – Custo marginal em horas de vazio normal;

Cmg Wsv – Custo marginal em horas de super vazio;

Na Figura 2-10 compara-se a estrutura dos custos marginais dos estudos apresentados VA_08 (configuração de 2008) e VA_12 (configuração de 2012), com a estrutura dos custos marginais utilizados no cálculo da TE que vigorou em 2007 (Cmg_2007).

As estruturas apresentadas são obtidas dividindo os custos marginais de cada período horário pelo correspondente valor médio ponderado pela duração de cada período horário, evidenciando-se as diferenças entre as várias estruturas de preços de forma adimensional.

Figura 2-10 - Comparação entre os custos marginais dos diferentes cenários em valores adimensionais



A estrutura dos custos marginais utilizados no cálculo da TE de 2007 apresentam um valor relativo superior do preço da energia em períodos de ponta e em períodos de cheias face aos períodos de vazio

quando comparados com os cenários agora calculados. Esta diferença é mais evidente se o cenário utilizado para comparação for o de 2012 (VA_12).

Nesta perspectiva, a alteração da configuração do sistema electroprodutor em Portugal sugere uma alteração da estrutura de custos marginais no sentido de aproximar o valor dos preços de vazio face aos preços de pontas e cheias. Este efeito é mais acentuado quando se considera a estrutura de preços de médio e longo prazo.

2.3 MERCADOS GROSSISTAS

No enquadramento regulamentar da tarifa de Energia está previsto que o CUR adquira uma parte, ou a totalidade, da energia respeitante aos seus fornecimentos a clientes finais em mercados organizados de compra e venda de energia por grosso.

Nessa perspectiva, importa analisar a estrutura de preços entre os vários períodos horários que se verifica nesses mercados.

2.3.1 OMEL

O OMEL opera enquanto mercado de energia Espanhol desde 1 de Janeiro de 1998. A partir de 1 de Julho de 2007, no âmbito da criação do mercado ibérico de energia eléctrica (MIBEL), o OMEL foi reconhecido como mercado organizado de energia por grosso de âmbito ibérico.

Assim, o OMEL, com entrega física em Espanha é o principal, e de momento o único, mercado à vista no espaço ibérico, estando reconhecido institucionalmente em várias diplomas legais de Portugal, nomeadamente no âmbito do processo de cessação antecipada dos CAE.

2.3.1.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO ESPANHOL

Até Julho de 2007 o OMEL funcionava como um mercado em Espanha onde os operadores portugueses eram reconhecidos e actuavam livremente.

Com vista a analisar o comportamento da estrutura de preços praticados no OMEL, num período temporal alargado consideraram-se os dados relativos aos últimos 3 anos de funcionamento deste mercado. Não se analisou um período mais alargado uma vez que se considera que a estrutura de preços nos dois espaços apresenta divergências em anos anteriores, tendo em conta que o grau de integração dos mercados era menor. Por outro lado, a configuração dos sistemas electroprodutores face à procura de energia tem forte influência na estrutura tarifária e essa configuração em anos muito

distantes no passado não tem grande valor explicativo para a estrutura tarifária mais adequada para o próximo ano.

Na Figura 2-11 e Figura 2-12 apresenta-se a evolução dos preços médios em cada hora no OMEL, para 2004, 2005 e 2006, para os trimestres I e IV e para os trimestres II e III, respectivamente. Nas figuras são identificadas (através de uma linha vertical) as mudanças de período horário. Os períodos horários considerados para o efeito são os definidos no documento “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2007” para o ciclo semanal e para os respectivos períodos sazonais.

Figura 2-11 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha, para o I e IV períodos de 2004, 2005 e 2006

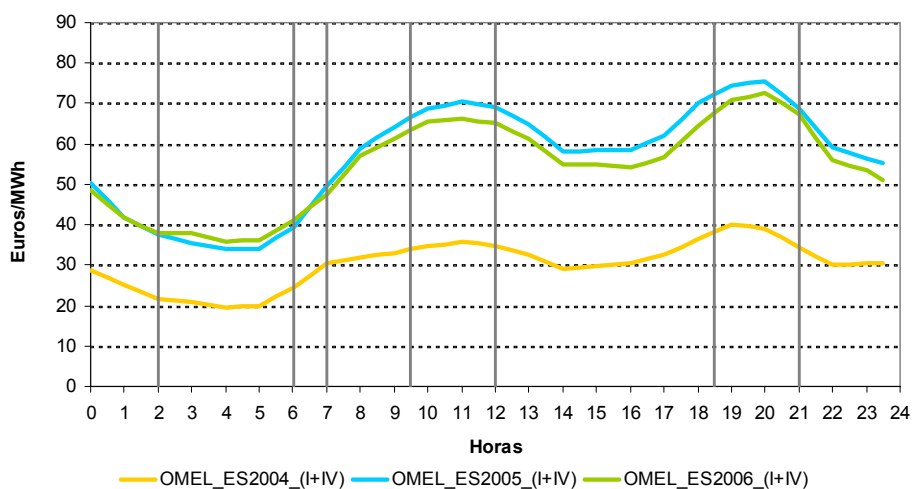
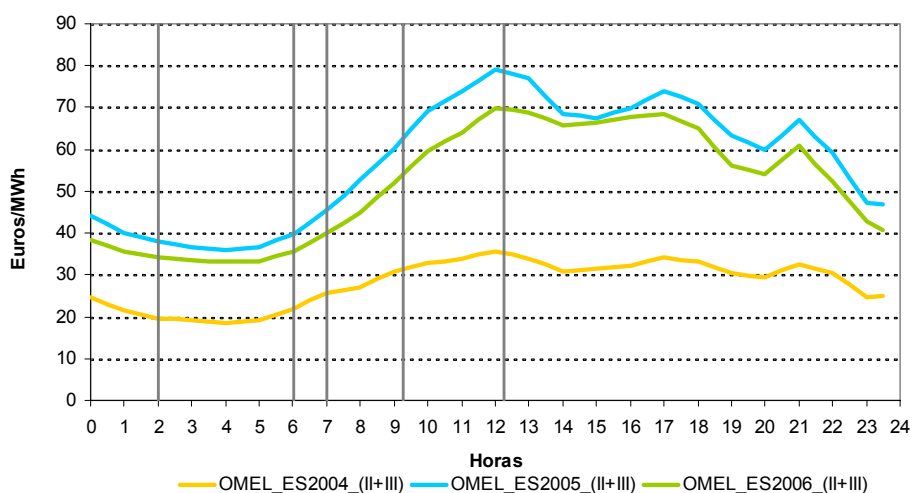


Figura 2-12 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha, para o II e III períodos de 2004, 2005 e 2006



Da observação das figuras, conclui-se que a evolução das curvas em função da hora é semelhante entre os anos de 2004, 2005 e 2006. Verifica-se igualmente uma diferença significativa no nível dos preços entre a curva de 2004 e as curvas de 2005 e 2006. Dada a semelhança na evolução e no nível das curvas dos preços médios de 2005 e 2006, pode concluir-se que a estrutura tarifária ao longo destes anos apresenta uma forte consistência e ambos reflectem a tendência de evolução dos preços médios no OMEL e por conseguinte serão os mais adequados e poderão servir de referência para comparações com os preços médios diários verificados no OMEL em Portugal.

Na Figura 2-13 e Figura 2-14 são apresentados os preços médios diários em Espanha no OMEL por período horário, para os trimestres I e IV e para os trimestres II e III. Na Figura 2-15 e Figura 2-16 são

apresentados os mesmos valores mas adimensionalizados pelo preço médio anual, em que este é ponderado pela respectiva duração em horas dos períodos horários.

Figura 2-13 - Comparação dos preços médios diários para os períodos I e IV no OMEL, em Espanha, por período horário em 2004, 2005 e 2006

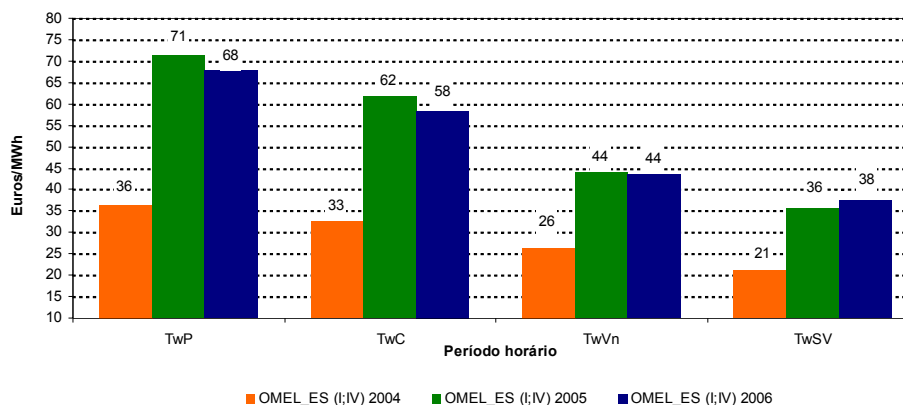
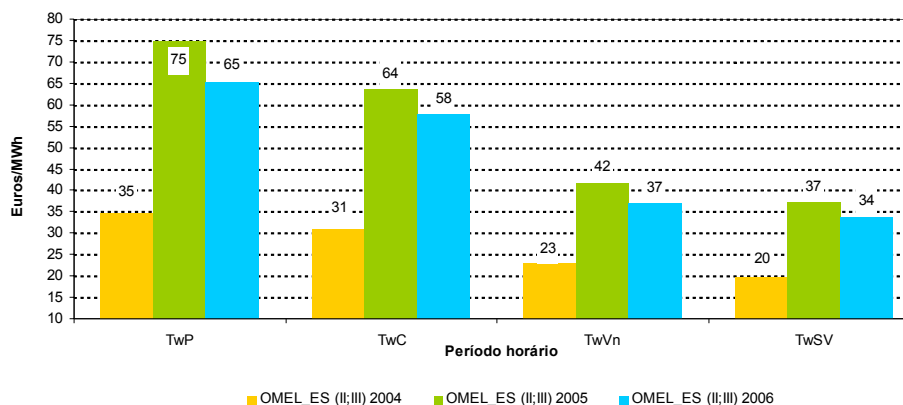


Figura 2-14 - Comparação dos preços médios diários para os períodos II e III no OMEL, em Espanha, por período horário em 2004, 2005 e 2006



Relativamente ao nível dos preços, Figura 2-13 e Figura 2-14, constata-se, por um lado, uma vez mais a semelhança entre os anos 2005 e 2006 em contraponto ao ano de 2004, e por outro lado, a coerência entre os valores nos diferentes períodos horários, i.e. a valorização da energia nos períodos de pontas e cheias face aos períodos de vazio.

Relativamente à estrutura dos preços, Figura 2-15 e Figura 2-16, observa-se uma forte coerência entre as estruturas de preços dos anos 2004, 2005 e 2006, para cada período horário. Mesmo em relação ao ano 2004, em que há uma divergência de nível face a 2005 e 2006, a estrutura de preços relativos entre os períodos horários apresenta grande estabilidade no período considerado.

Figura 2-15 - Comparação dos preços médios diários para os períodos I e IV no OMEL, para Espanha, por período horário para 2004, 2005 e 2006, em valores adimensionais

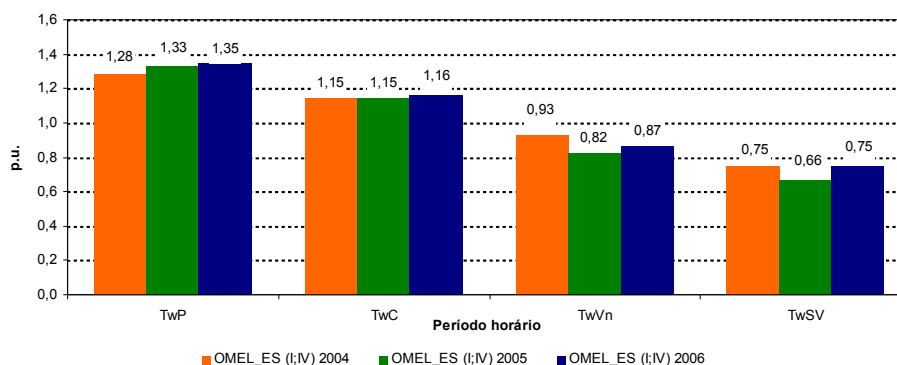
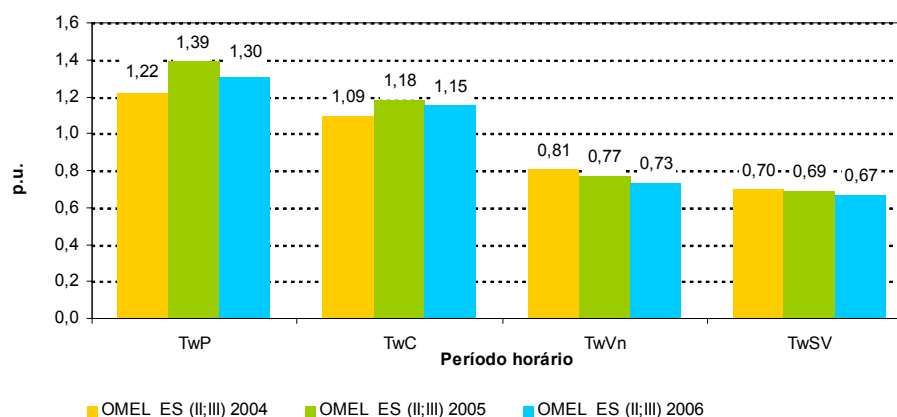


Figura 2-16 - Comparação dos preços médios diários para os períodos II e III no OMEL, para Espanha, por período horário para 2004, 2005 e 2006, em valores adimensionais



2.3.1.2 PREÇOS NO OMEL EM ESPANHA EM 2006-2007

Uma vez apresentada a retrospectiva da evolução da estrutura dos preços no OMEL nos últimos 3 anos importa agora comparar esses dados com os do ano em curso. Tendo em conta que a estrutura tarifária dos últimos anos tem apresentado uma razoável estabilidade, na presente secção, comparam-se os valores referentes a 2006, considerado representativo dos últimos anos, com os valores já observados em 2007.

De seguida é apresentada a evolução dos preços médios diários, em Espanha, para os anos de 2006 e 2007. São apresentados os preços médios em cada hora para os trimestres I e IV e para os trimestres II e III com detalhe mensal e valor médio do respectivo período.

A Figura 2-17 e a Figura 2-18 ilustram a evolução dos preços médios horários no OMEL para os trimestres I e IV dos anos 2006 e 2007, respectivamente. Adicionalmente, a Figura 2-19 e a Figura 2-20 apresentam a mesma informação para os trimestres II e III dos referidos anos.

Figura 2-17 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha para o I e IV períodos de 2006

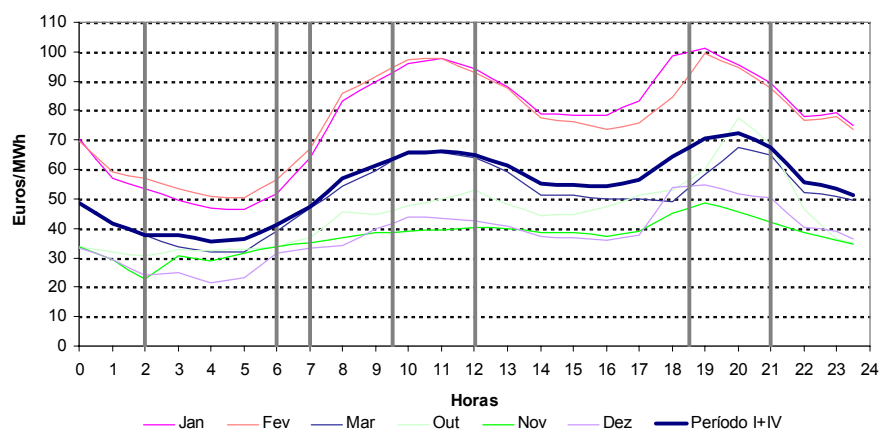


Figura 2-18 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha para o I período de 2007

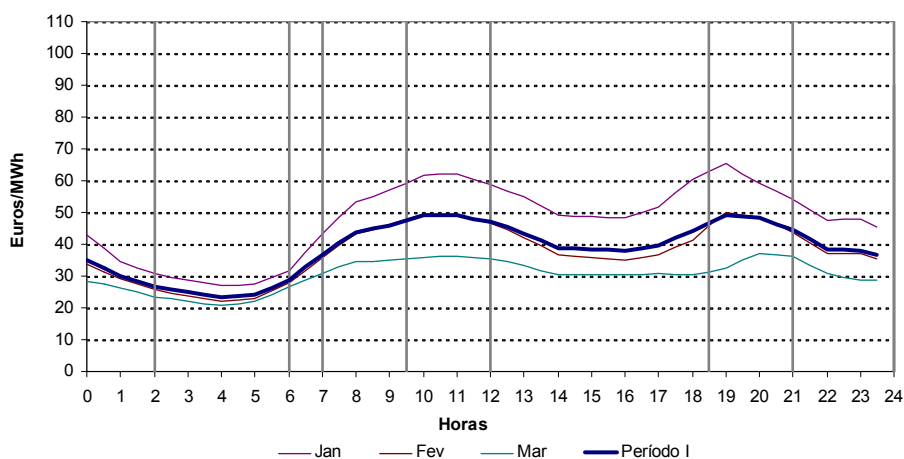


Figura 2-19 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha para o II e III períodos de 2006

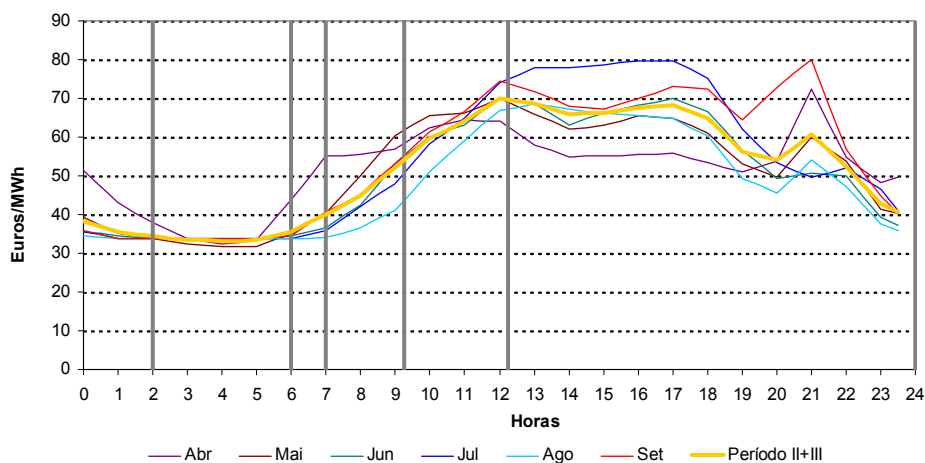
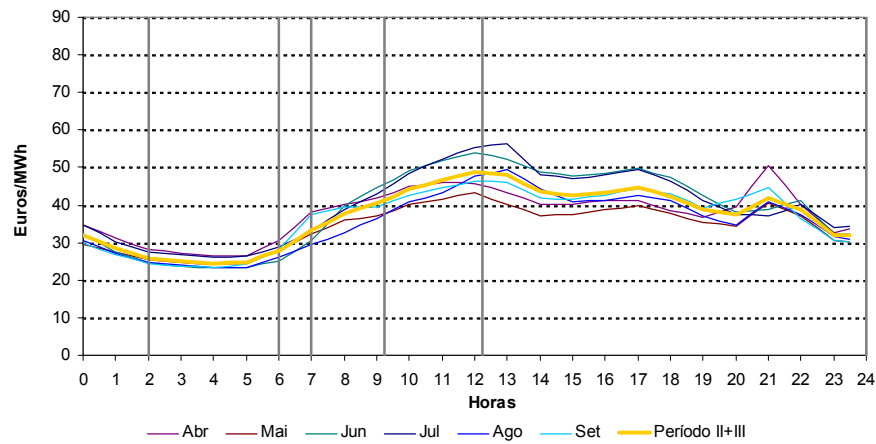


Figura 2-20 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Espanha para o II e III períodos de 2007



As curvas apresentadas traduzem, para os diferentes meses dos anos analisados, uma coerência de evolução entre si para os diferentes períodos considerados. A presença de sazonalidade nos preços também é claramente observável e com um padrão semelhante em 2006 e nos dados analisados de 2007.

As figuras que se apresentam de seguida resultam da análise dos preços médios horários durante o ano de 2006 e 2007. Para o efeito, agregam-se os preços para 2006 e 2007 por período horário. Estes são apresentados nas Figura 2-21 e Figura 2-22.

Figura 2-21 - Comparação dos preços médios diários no OMEL em Espanha, por período horário, para os períodos I e IV de 2006 e 2007

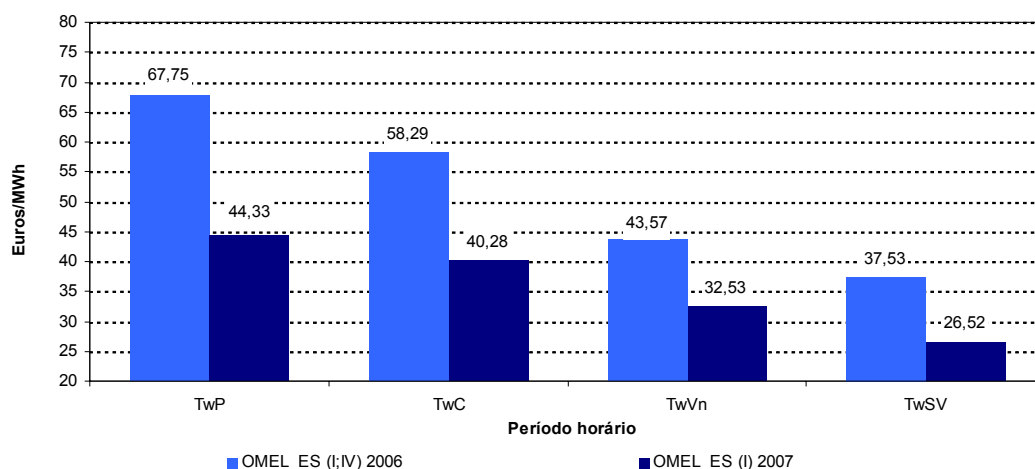
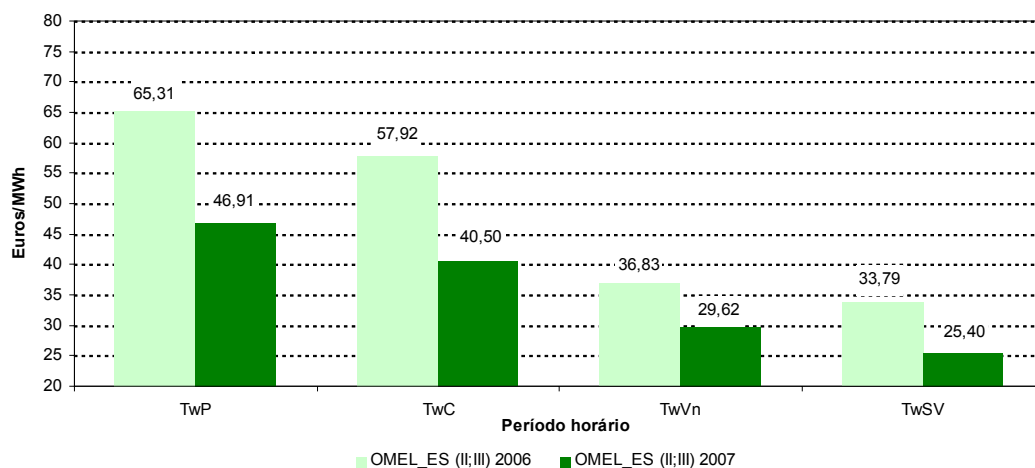


Figura 2-22 - Comparação dos preços médios diários no OMEL em Espanha, por período horário, para os períodos II e III de 2006 e 2007



A diferença entre os anos de 2006 e 2007 é essencialmente resultante de um nível de preços consideravelmente mais alto em 2006 que se verifica em todos os períodos horo-sazonais.

Na Figura 2-23 e na Figura 2-24 apresentam-se os preços por período horário adimensionalizados pelo preço médio anual ponderado pelas horas totais em cada período horário. Para o ano de 2007 foi utilizado o preço médio verificado nos 3 trimestres disponíveis.

Figura 2-23 - Comparação dos preços médios diários no OMEL em Espanha, por período horário, para os períodos I e IV de 2006 e 2007, em valores adimensionais

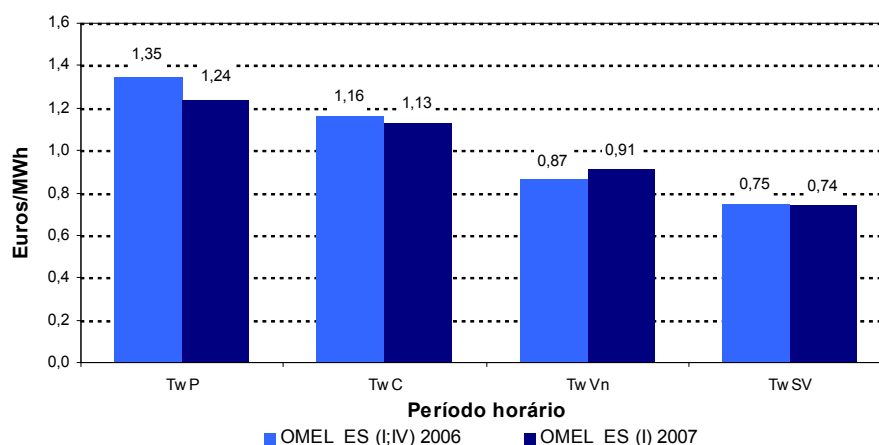
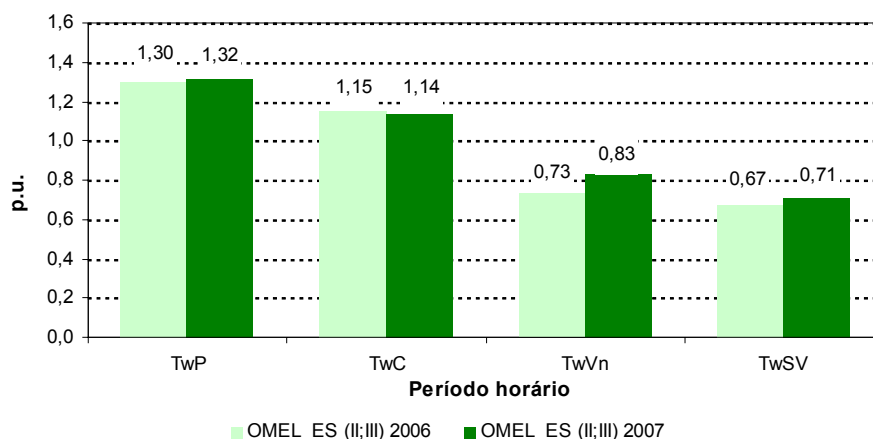


Figura 2-24 - Comparação dos preços médios diários no OMEL em Espanha, por período horário, para os períodos II e III de 2006 e 2007, em valores adimensionais



À semelhança do verificado para os preços médios horários nos períodos homólogos em 2004 e 2005, também nos anos de 2006 e 2007 se verifica uma semelhança acentuada na estrutura de preços.

A estrutura de preços por período horário observada no OMEL é coerente com a verificada em 2006 que por sua vez é semelhante à dos dois anos anteriores. Assim, tudo leva a crer que as diferenças de nível de preços observadas no OMEL em Espanha nos últimos três anos não têm tido grande influência na alteração de preços entre períodos horários e que os dados disponíveis para 2007 confirmam esta tendência.

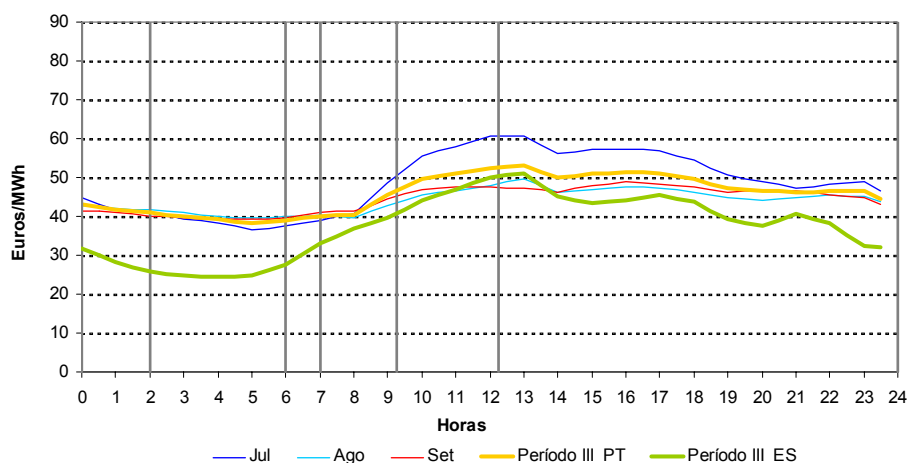
Caso se usem os dados do OMEL, para o estabelecimento de uma estrutura tarifária para vigorar a partir do ano de 2008, considera-se que os dados existentes sobre os preços médios de cada período horazonal em 2006 são uma referência adequada.

2.3.2 ANÁLISE DOS PREÇOS DO OMEL EM PORTUGAL EM 2007

Após a análise dos preços horários no OMEL em Espanha, são analisados os preços horários no OMEL em Portugal, para o ano de 2007. Tendo em consideração que a integração dos dois mercados se verificou em 1 de Julho de 2007, serão analisados unicamente os dados relativos ao III período de 2007. Desta forma considera-se que as conclusões a retirar da análise efectuada deverão ter em consideração o reduzido período de amostragem disponível.

A Figura 2-25 ilustra a evolução dos preços médios horários, mensais para Portugal, e a média aritmética do III período para Portugal e para Espanha.

Figura 2-25 - Evolução diária da média dos preços no OMEL em Portugal, para o III período de 2007

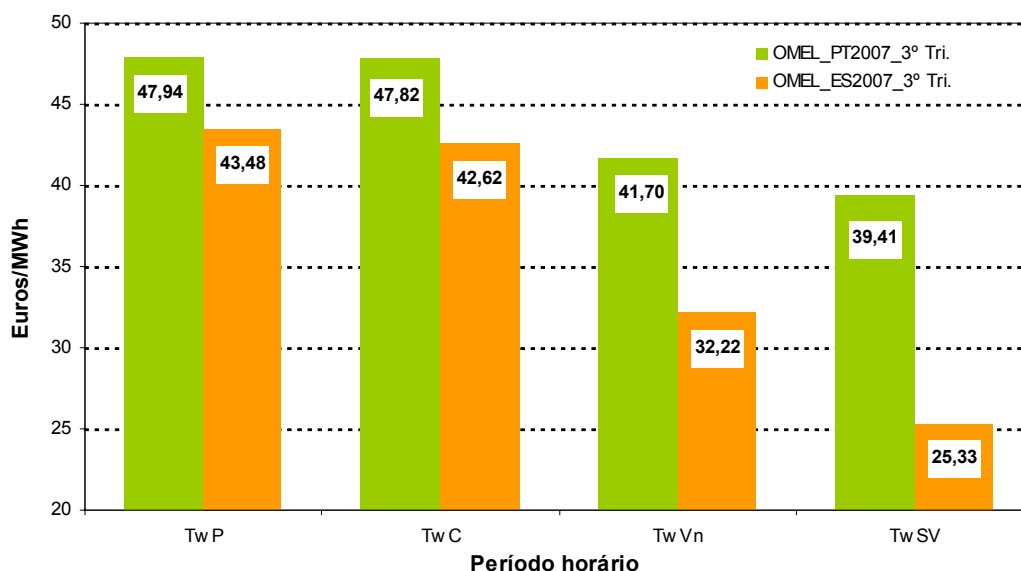


Verifica-se que o preço médio no mercado português é superior ao espanhol e apresenta uma menor diferenciação por período horário, i.e. o preço para Portugal tem uma amplitude máxima mais baixa. Da análise da Figura é possível observar uma não coincidência entre os pontos máximos da curva e o período de horas de ponta. Dada a diferença horária entre Portugal e Espanha os preços máximos ocorrem fora dos períodos de ponta definidos. Importa relembrar que os actuais períodos horários foram estabelecidos tendo em consideração o diagrama de carga nacional. Com a integração dos dois mercados, os preços passaram a ser condicionados pelo diagrama de carga ibérico dominado pelos consumos em Espanha.

Esta informação indicia a necessidade de rever a localização dos períodos horários no contexto do funcionamento do Mibel em que o sistema eléctrico Espanhol é preponderante e funciona com uma hora de desfasamento. Naturalmente que esta revisão exige mais informação sobre o comportamento dos preços em períodos temporais mais alargados.

Na Figura 2-26 são apresentados os preços médios para Portugal por período horário e comparados com os homólogos espanhóis.

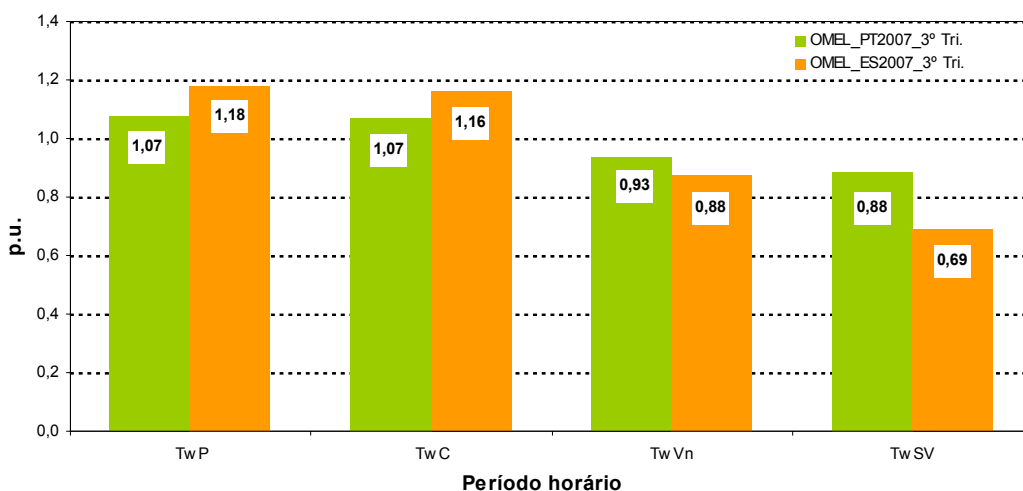
Figura 2-26 - Comparação dos preços médios diários, no OMEL, entre Portugal e Espanha, por período horário, para o III trimestre de 2007



Analisando o nível de preços, Figura 2-26, observa-se uma diferença, por período horário, entre os dois países, com Portugal a apresentar preços superiores. Esta diferença é mais significativa nos períodos de vazio normal e super vazio. Este facto evidencia o congestionamento na interligação entre Portugal e Espanha, com consequências no período de vazio normal e em particular em super vazio, o que é reflexo do *market splitting*, ou seja, a formação de preços independentes para cada país.

Na Figura 2-27 são apresentados os preços médios por período horário, ponderados pelo número de horas do trimestre, com base nas horas totais do trimestre considerado.

Figura 2-27 - Comparação da estrutura dos preços médios diários, no OMEL, entre Portugal e Espanha, por período horário, para o III trimestre de 2007, em valores adimensionais



A alteração da estrutura de preços, com a subida do preço relativo dos períodos de vazio face aos de pontas e cheias no preço verificado no OMEL em Portugal é evidente na Figura 2-27, em especial no que diz respeito ao período de super-vazio. É possível também observar que o preço relativo dos períodos de pontas e dos períodos de horas cheias apresenta pouca diferenciação.

Assim, é possível concluir que a estrutura dos preços verificados no OMEL em Portugal apresenta uma estrutura claramente diferente da estrutura de preços verificada no OMEL em Espanha, com maior preponderância dos preços de vazio normal e de super-vazio. No entanto, apenas se dispõe de dados relativos a um dos trimestres, não havendo informação acerca dos trimestres de Inverno que permita confirmar esta tendência, nem tão pouco existem dados de anos anteriores que permitam concluir se se trata de fenómenos isolados ou de tendências de médio prazo.

2.3.3 ANÁLISE DOS PREÇOS NO OMIP

O quadro legal do funcionamento do MIBEL e do Mercado a Prazo assenta no "Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha relativo à constituição de um Mercado Ibérico de Energia Eléctrica" ("Acordo MIBEL"), assinado pelos respectivos Governos, em 1 de Outubro de 2004. Este Acordo estabelece os princípios gerais de organização e funcionamento do MIBEL e, em particular, o enquadramento da organização do Mercado à Vista e do Mercado a Prazo. O OMIP é o operador do pólo português do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), sendo responsável pela gestão da negociação de operações no mercado de derivados, cujo activo subjacente é a electricidade, negociando contratos de futuros. O Mercado de Derivados do MIBEL teve o seu arranque no dia 3 de Julho de 2006, concluindo-se assim uma etapa fundamental do processo de construção do Mercado Ibérico de Electricidade.

O OMIP é um mercado a prazo onde se negociam contratos com a duração de um ano, um trimestre ou um mês. Actualmente os produtos transaccionados são contratos de um MW durante todo o dia, a contratação de energia é assim de base do diagrama de cargas, também denominada *base load*, não havendo no OMIP produtos que contemplem diferenciadamente o fornecimento de energia para períodos horários de ponta.

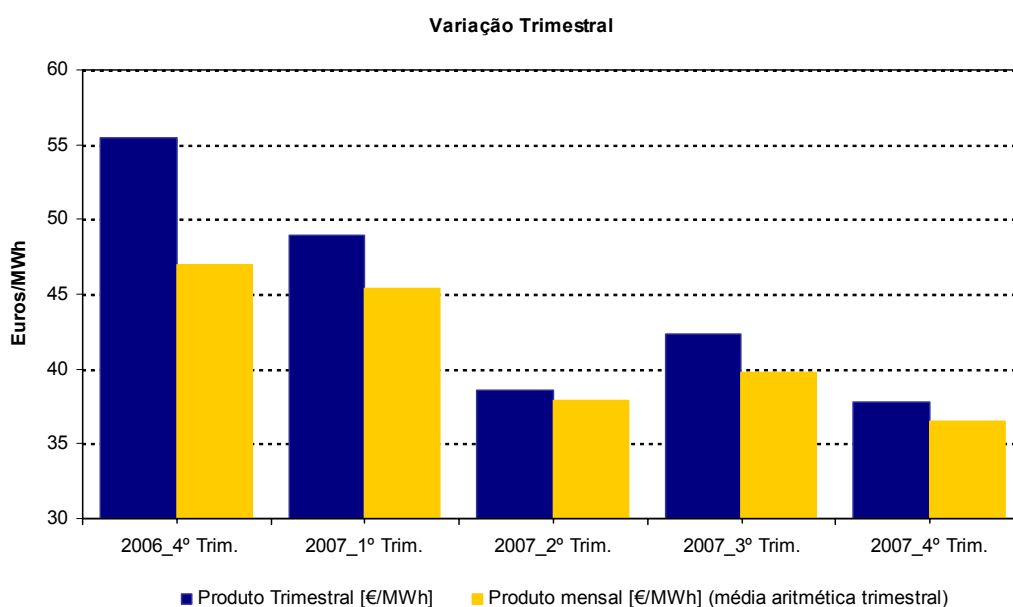
Tendo em conta os produtos do OMIP a análise dos preços deste mercado pode apenas ser utilizada para efeitos de determinação da sazonalidade entre os trimestres de um ano.

Actualmente nas tarifas existem dois períodos sazonais que correspondem, aproximadamente, aos trimestres de Verão e de Inverno. No entanto, caso se justifique, é possível aplicar quatro períodos sazonais.

Assim, a análise dos contratos trimestrais no OMIP pode orientar, não só o padrão de sazonalidade entre Verão e Inverno, mas também a eventual consideração de uma diferenciação trimestral e não semestral.

Com este objectivo, apresentam-se na Figura 2-28 os preços de produtos trimestrais - resultado da contratação de preços para o trimestre - e a média trimestral dos preços dos produtos mensais - média aritmética dos preços mensais no trimestre. Para efeitos de construção da Figura considerou-se o preço do produto, trimestral ou mensal, no último dia em que esteve em negociação.

Figura 2-28 - Comparação entre o preço TEP e o preço do produto trimestral e mensal negociado no OMIP



Da análise da figura, considera-se que não é possível concretizar nenhuma conclusão sólida relativamente à existência de sazonalidade nos preços de energia, como se antevia, dada a reduzida

dimensão da amostra. A confirmação de sazonalidade exige um alargado período histórico de informação, que neste momento, ainda não está disponível, dada a reduzida maturidade do referido mercado. Importa pois continuar a acompanhar e a monitorizar a evolução deste mercado com vista a tirar conclusões que possam melhorar os padrões de sazonalidade previstos nas tarifas publicadas pela ERSE, nomeadamente, a tarifa de Energia e as tarifas de Venda a Clientes Finais.

2.4 SÍNTESE DE RESULTADOS E CONCLUSÕES

As marcantes alterações na organização do mercado de produção de energia eléctrica ocorridas em 2007 tornam especialmente difícil a previsão de uma estrutura tarifária da tarifa de Energia a vigorar para os próximos anos. Por um lado, houve uma alteração da metodologia de cálculo e da natureza da tarifa que vigorou a partir de 1 de Setembro de 2007. Por outro lado, a criação do Mibel e o estabelecimento do OMEL enquanto mercado grossista de referência no espaço ibérico a partir de Julho de 2007, é uma alteração estruturante a que se junta, mesmo que conjuntamente, a existência de *market splitting* na entrega de energia negociada no OMEL no espaço português.

Toda esta nova realidade aconselha a que se considere de forma prudente um conjunto alargado de indicadores nomeadamente para evitar transmitir sinais preços que sejam contraditórios com uma estrutura de preços de médio e longo prazo.

Na Figura 2-29 e na Figura 2-30 são apresentados os preços no OMEL em Espanha desde 2004 até 2007, preços no OMEL em Portugal no 3º trimestre de 2007, os preços dos dois cenários de simulação do sistema electroprodutor com o Valorágua, os preços da tarifa de Energia e Potência a vigorarem a partir de Janeiro de 2007, os preços da tarifa de Energia a vigorarem a partir de Setembro de 2007 e os correspondentes custos marginais de energia utilizados nas tarifas de 2007. Todos os valores apresentados resultam da média ponderada pelo número de horas de cada período horário. Adicionalmente são adimensionalizados pelo quociente dos respectivos preços pelo preço médio ponderado anual.

Figura 2-29 - Comparação das estruturas de preços médios, por período horário para os períodos I e IV, em valores adimensionais

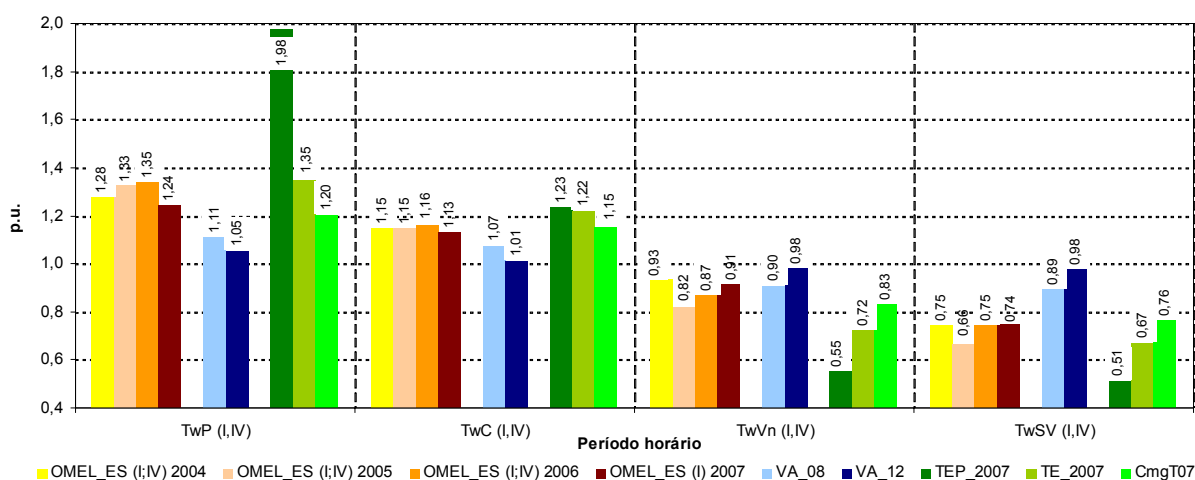
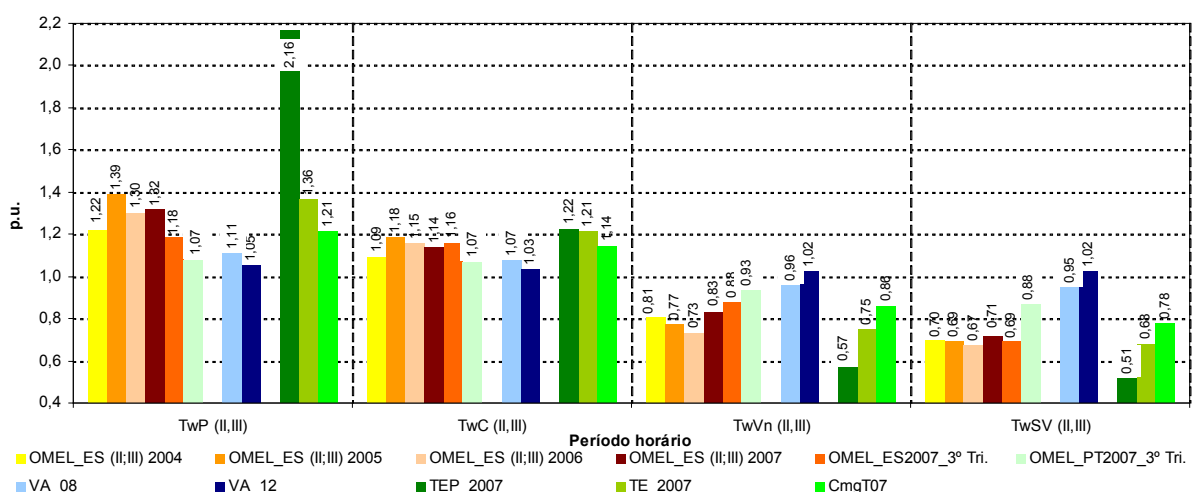


Figura 2-30 - Comparação das estruturas de preços médios, por período horário para os períodos II e III, em valores adimensionais



Para além das semelhanças em termos de nível e em termos de estrutura entre os preços do OMEL em Portugal e os custos marginais nos estudos VA_08 e VA_12 é possível encontrar semelhanças entre os preços no OMEL em Espanha em 2007 e os custos marginais nas actuais tarifas.

Os custos marginais da actual tarifa (Cmg T07), em termos de estrutura, encontram-se numa posição intermédia entre dois grupos de indicadores. Apresentam uma maior preponderância do preço em horas de ponta e cheias em relação aos períodos de vazio, quando comparados com os estudos do modelo Valorágua ou com os preços do OMEL em Portugal. E, por outro lado, apresentam uma menor preponderância do preço em horas de ponta e em horas cheias face à energia de vazio se comparados com os preços do OMEL em 2006, ou nos dois anos anteriores.

A alteração dos custos marginais para uma das direcções implica uma divergência face ao outro conjunto de indicadores. E parece não haver, neste momento, dados que apontem a título definitivo qual a tendência a seguir.

Com base nos resultados apresentados, conclui-se que a estrutura de preços assumida nos custos marginais de energia (desde 1 de Setembro de 2007), está em linha com o praticado no mercado OMEL. Com os investimentos aplicados no reforço das interligações é expectável que a separação de mercados, com a correspondente modificação dos preços em nível e estrutura, se reduza. Assim, considera-se que a estrutura dos custos marginais de energia assumidos em 2007 (desde 1 de Setembro de 2007) será adoptada para o cálculo dos custos marginais de energia para 2008.

No Quadro 2-5 são apresentados os custos marginais de energia adoptadas em 2008, que apresentam a mesma estrutura dos custos marginais de energia em 2007.

Quadro 2-5 - Custos marginais de energia para 2008

Energia activa		EUR/MWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	57,471
	Horas cheias	55,098
	Horas de vazio normal	39,541
	Horas de super vazio	36,540
Períodos II, III	Horas de ponta	58,111
	Horas cheias	54,529
	Horas de vazio normal	40,968
	Horas de super vazio	37,165

3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Desde 2005 os novos regulamentos da ERSE determinaram a alteração da estrutura de preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte. Em particular, determinaram a inclusão de preços de energia na tarifa, adicionando-se estes aos preços de potência contratada e de potência em horas de ponta já previstos anteriormente. Os preços de energia na tarifa de URT destinam-se a transmitir aos consumidores o sinal económico do custo das perdas de energia na rede de transporte. A relação próxima entre o nível de perdas numa rede e dos investimentos efectuados nessa rede é transmitida para os consumidores através da estrutura de preços da tarifa, mais complexa do que a anterior. Todavia, esta alteração da estrutura tarifária da tarifa de URT não provocou uma alteração do conjunto de proveitos permitidos na actividade de transporte de energia eléctrica. As receitas obtidas a partir dos novos termos de energia correspondem a um decréscimo do nível de receitas recuperadas nos termos de potência da tarifa.

Os custos marginais de potência nas redes de transporte de energia eléctrica são calculados de acordo com a metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. Estes custos incrementais de capacidade são calculados através da divisão do valor actualizado do acréscimo dos encargos resultantes dos investimentos, dos custos de operação e manutenção, das amortizações e dos encargos financeiros, pelo valor actualizado do acréscimo da procura no mesmo período. Os custos incrementais médios da rede de transporte são calculados separadamente para os níveis de tensão de MAT e AT.

Os valores relativos aos custos incrementais das potências das redes de transporte foram obtidos a partir de um estudo realizado pelas empresas reguladas de transporte e distribuição em Maio de 2000, no âmbito dos trabalhos de revisão da Estrutura Tarifária.

Nestes estudos das empresas calculam-se os custos incrementais de uso das redes a incidir unicamente na potência em horas de ponta. O actual quadro regulamentar prevê a existência de dois termos tarifários de potência a incidir sobre a potência contratada e em horas de ponta e de termos de energia activa, pelo que se torna necessário reformular os estudos atrás referidos, por forma a serem definidos novos custos incrementais de potência e custos marginais de energia relativos às novas variáveis de facturação.

A evolução do quadro regulamentar, nomeadamente em termos de variáveis de facturação, bem como a evolução dos consumos e da estrutura de custos associados ao transporte apontam para a necessidade de, num futuro próximo, se procederem a novos estudos sobre os custos incrementais de transporte de energia eléctrica.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte são determinados por aplicação de um factor multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este factor multiplicativo é determinado tal que as tarifas de Uso da Rede de

Transporte aplicadas às quantidades previstas para 2008 proporcionam os proveitos permitidos em 2008, de acordo com o estabelecido no Artigo 132.º do Regulamento Tarifário.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de Energia e Potência, por período horário, pelos respectivos factores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada em 2008, que se apresenta no Quadro 3-1, coincide com a estabelecida para os anos anteriores.

Quadro 3-1 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2008

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0722	0,6499
AT	0,1384	1,2454

4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No presente capítulo apresenta-se a estrutura das tarifas de Uso das Redes de Distribuição de Energia eléctrica.

Para o cálculo das tarifas a vigorar em 2007 os valores relativos a custos incrementais das potências das redes de distribuição foram obtidos actualizando os valores considerados nas tarifas de anos anteriores, preservando-se assim a estrutura de preços de potencia contratada e potência em horas de ponta nos diferentes níveis de tensão face a anos antecedentes.

O presente estudo, ao demonstrar a adequabilidade de uma nova estrutura tarifária, conduz à adopção de uma estrutura tarifária aderente aos custos incrementais, que lhe dão origem, de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Importa referir que este é um passo adicional na melhoria da estrutura tarifária das tarifas de uso das redes, que poderia ser ainda mais aperfeiçoada caso fosse possível obter informação adicional sobre os investimentos nas redes, nomeadamente a sua repartição entre os investimentos que são condicionados pelo comportamento de um conjunto elevado de clientes e os que são condicionados pela procura de um número reduzido de clientes.

4.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA - A RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E CUSTOS

No Decreto-Lei n.º 29/2006 são consagrados no cálculo das tarifas, entre outros, o princípio da “Inexistência de subsidiações cruzadas entre actividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adopção do princípio da aditividade”. O sistema tarifário é aditivo, na medida em que, quer as tarifas de Acesso às Redes quer as tarifas de Venda a Clientes Finais, são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das actividades, já que a cada actividade regulada da cadeia de valor está associada uma tarifa. Deste modo, garante-se a transparência, o tratamento não discriminatório e a justiça do sistema tarifário.

No Decreto-Lei n.º 29/2006 é ainda consagrado o princípio da “transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do SEN¹”, o que é fundamental, não só como medida de incentivo à eficiência das empresas reguladas, mas também como garantia de equidade de tratamento entre os vários consumidores de energia eléctrica.

Para cada tarifa por actividade regulada procura-se que as variáveis de facturação sejam as mais adequadas para traduzir os custos efectivamente causados. Os preços destas variáveis de facturação

¹ SEN – Sistema Eléctrico Nacional

são determinados de forma a apresentarem estrutura aderente à estrutura dos custos marginais de fornecimento de energia eléctrica de forma a incentivar uma utilização eficiente da energia e de todos os recursos do sistema eléctrico. A adopção de preços reflectindo os custos marginais contribui ainda para a redução de subsidias cruzadas entre grupos de clientes, induzindo uma afectação óptima de recursos e permitindo aumentar a eficiência económica do sistema eléctrico, assegurando, simultaneamente, um sistema tarifário justo que promove a igualdade de tratamento e de oportunidades.

Com efeito, a regra geral de determinação de preços eficientes estabelece que o preço de cada bem ou serviço deve ser igual ao seu custo marginal de produção. Caso se verifique esta igualdade, cada consumidor paga efectivamente os custos associados ao bem ou serviço que adquiriu. Estes preços induzem uma afectação óptima de recursos e permitem atingir a máxima eficiência económica do sistema eléctrico.

Numa situação de mercado concorrencial, os custos marginais determinam o preço num ponto em que são iguais ou superiores ao custo médio. Assim sendo, as empresas obtêm a sua rentabilidade económica praticando os melhores preços possíveis. O óptimo social coincide com o óptimo económico no ponto onde se conjuga a minimização dos custos com a maximização do bem estar social, verificando-se uma igualdade entre custos médios, custos marginais e preços. Para que o óptimo seja atingido é necessário que o custo marginal em causa reflecta todos os custos sociais envolvidos no processo produtivo.

Para que as empresas possam atingir o equilíbrio económico-financeiro, conforme princípio consagrado na legislação do sector, bastaria permitir que recuperassem os seus custos totais, incluindo uma remuneração adequada do capital investido. Contudo, não é suficiente garantir que as receitas proporcionadas pelas tarifas sejam iguais aos proveitos permitidos. Tem de se verificar também se não existe subsidiação cruzada entre grupos de clientes, o que implica a análise desagregada dos proveitos de cada actividade por grupo de clientes. Por outro lado, deve ser verificado se as tarifas estão a fornecer aos agentes os sinais apropriados para um uso eficiente da energia eléctrica através da análise dos diversos termos que as constituem. Os custos marginais devem ser utilizados como elementos orientadores dos sinais preço a transmitir aos clientes e aos fornecedores dos diversos serviços de modo a influenciar o seu comportamento no sentido da máxima eficiência.

Uma vez definidas as variáveis físicas e as respectivas regras de medição para a facturação de cada serviço regulado, devem ser determinados os custos marginais associados a cada uma delas. O custo marginal associado a cada uma das variáveis físicas consideradas corresponde ao custo da prestação de uma unidade adicional dessa variável. Este custo marginal pode ter uma discriminação temporal e também espacial, ou seja, pode depender do momento no tempo e da localização geográfica do consumo. Para a determinação de cada um destes custos para cada uma das actividades, diversas metodologias podem ser adoptadas.

As regras de determinação das variáveis físicas de cada tarifa por actividade ou de serviço regulado, os custos marginais ou incrementais associados a cada uma dessas variáveis com uma discriminação temporal e espacial, e a correspondente estrutura de preços das várias tarifas que se obtêm por aplicação do escalamento aos custos marginais ou incrementais constitui a estrutura tarifária.

4.1.1 RELAÇÃO ENTRE TARIFAS E CUSTOS NO USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO – VARIÁVEIS DE FACTURAÇÃO

Nos termos definidos no Regulamento Tarifário, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicáveis às entregas dos operadores da rede de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. Existem três tarifas de Uso da Rede de Distribuição, nomeadamente:

- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
- Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas de Uso das Redes de Distribuição em AT e em MT permitem recuperar os proveitos permitidos da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica em AT e MT recuperando os custos que lhe estão associados de estabelecimento, exploração, desenvolvimento e manutenção das redes de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos seus pontos de recepção até aos clientes finais.

De igual modo a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT permite recuperar os proveitos da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica em BT e as rendas de concessão dos municípios.

O modelo tarifário adoptado, implica uma tarifa de Uso da Rede de Distribuição igual para todos os clientes de Portugal continental independentemente do seu ponto de consumo, ou seja, implica assumir uniformidade tarifária territorial.

Conforme decorre do Artigo 60.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição é composta pelos seguintes preços:

- Preço de potência contratada, definido em euros por kW/mês.
- Preço de potência em horas de ponta, definido em euros por kW/mês.
- Preço de energia activa, definido em euros por kWh.
- Preço de energia reactiva (fornecida e recebida), definido em euros por kvarh.

A forma como os custos são reflectidos nas tarifas depende das variáveis de facturação das tarifas, cuja definição e escolha são fundamentais para a aplicação coerente do sistema tarifário. 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 seguinte apresenta-se a definição das variáveis de facturação aplicáveis nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

Quadro 4-1 - Variáveis de facturação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição

Variáveis de facturação	Definição
Potência contratada	Potência que os operadores das redes colocam à disposição nos pontos de entrega.
Potência em horas de ponta	Potência activa média, que corresponde ao quociente de energia activa no ponto de medição em horas de ponta pelo número de horas de ponta durante o intervalo de tempo a que a factura respeita.
Energia activa	A energia activa é objecto de medição nos pontos de entrega.
Energia reactiva	A energia reactiva é objecto de medição nos pontos de entrega em MAT, AT, MT e BTE.

Seguidamente apresenta-se o racional para a existência das variáveis de facturação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição de energia eléctrica.

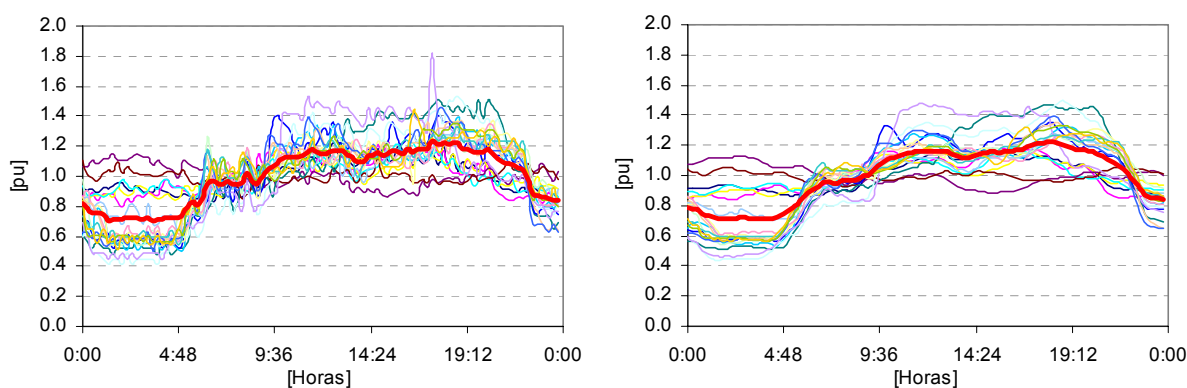
Os custos associados aos troços das redes próximos dos pontos de entrega devem ser recuperados pela **potência contratada**, na medida em que o dimensionamento dos troços periféricos é condicionado pelo comportamento de um pequeno número de clientes, se não mesmo de um único cliente.

Os custos dos troços mais centrais das redes devem ser recuperados pela **potência média em horas de ponta**. 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 num período de tempo mais alargado coincidente com a ponta agregada da rede e não através da sua potência de pico anual ou mesmo mensal. Por estas razões, as potências em intervalos de tempo mais alargados são uma variável 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 de uma potência num intervalo de tempo alargado, a pagar

pela utilização das redes pelos clientes que participam no mercado ou pelos clientes do comercializador de último recurso resulta da soma dos preços desta variável das tarifas das diversas actividades reguladas efectivamente utilizadas por cada cliente.

Na Figura 4-1(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 4-1 (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 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 máxima num período de tempo reduzido 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 num período de tempo alargado coincidente com a ponta agregada da rede 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 nos troços principais das redes é igual à soma das potências 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 4-1 - Agregação de consumos



(a) sem controlo de potência de 15 minutos

(b) com controlo de potência de 15 minutos

A **energia reactiva fornecida (indutiva)** é uma variável que deve ser utilizada na facturação do uso das redes nos períodos de fora de vazão, 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, seja própria do nível de tensão de cada fornecimento. Embora não inteiramente desligada dos custos correspondentes, a fixação do preço também deve procurar 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.

A **energia activa entregue em cada período horário** origina nas redes 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.

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 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, as variáveis de

facturação adequadas para transmitir o sinal económico do custo das perdas são a energia activa, discriminada por período horário e por período sazonal.

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

4.2 DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS INCREMENTAIS

4.2.1 DISCUSSÃO METODOLÓGICA

Os preços das tarifas de uso das redes de distribuição de energia eléctrica devem basear-se nos “custos marginais” de capacidade das redes. Os “custos marginais” de capacidade das redes de distribuição de energia eléctrica reflectem os custos adicionais causados pelos acréscimos de procura nas redes de distribuição de energia eléctrica, transmitindo aos consumidores o custo adicional de cada unidade de energia que transita nas redes.

Os “custos marginais” das redes podem ser calculados de acordo com a metodologia dos custos incrementais médios de longo prazo. Assim sendo, designam-se por custos incrementais e não marginais porque são determinados através de uma relação entre dois acréscimos e não através do cálculo da derivada da grandeza custo total em relação à procura satisfeita.

Conforme referido, as tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas por preços de potência contratada, de potência em horas de ponta, de energia activa por período horário e de energia reactiva.

Os preços de energia activa e os preços de energia reactiva não são determinados por custos incrementais.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os coeficientes de ajustamento para perdas, por período horário publicados pela ERSE, pelos preços marginais de energia discriminados por período horo-sazonal, considerados na tarifa de Energia.

Os preços de energia reactiva, de aplicação local aos clientes ligados directamente no nível de tensão da rede, coincidem com os preços de energia reactiva das tarifas de Venda a Clientes Finais.

De acordo com a metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição vigente no Regulamento Tarifário (Artigo 134.º) os preços de potência contratada e em horas de ponta baseiam-se nos custos incrementais da potência contratada e nos custos incrementais da potência em horas de

ponta nas redes de distribuição. São calculados custos incrementais das redes de distribuição de AT, de MT e de BT.

Os custos incrementais de potência contratada devem ser calculados através do quociente entre o valor actualizado dos investimentos em troços de rede periféricos, incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, e o valor actualizado do acréscimo de potência contratada no mesmo período, no pressuposto que são estes acréscimos de procura que estão na origem e justificam a necessidade desses investimentos.

Os custos incrementais de potência em horas de ponta devem ser calculados através do quociente entre o valor actualizado dos investimentos em troços de rede de uso comum, incluindo os respectivos custos de operação e manutenção, pelo valor actualizado do acréscimo de procura em horas de ponta no mesmo período.

Formalmente tem-se:

$$Cincj Pi = \frac{\sum_{t=H-L}^{t=H} \Delta J_{j,i} / (1+d)^t}{\sum_{t=0}^{t=H} \Delta P_{j,i} / (1+d)^t}$$

em que:

$Cincj Pi$	Custo incremental médio de longo prazo de potência i da rede j
ΔI	Investimento anualizado e acréscimo de custos de operação e manutenção nas redes, para satisfazer o acréscimo de potência
ΔP_{ij}	Acréscimo de potência i da rede j
d	Taxa de actualização
H	Número de anos considerados
L	Desfasamento entre o investimento e o acréscimo de procura
i	Potência em horas de ponta ou potência contratada
j	Rede de AT, de MT ou de BT

Para efeitos de cálculo dos custos incrementais, o equipamento da Rede Nacional de Distribuição pode ser decomposto entre troços comuns e troços periféricos, sendo essa repartição evidenciada em 4.2.2.

4.2.2 PRESSUPOSTOS E DADOS UTILIZADOS

O cálculo dos custos incrementais exige que se considere um grande volume de dados, históricos e previsionais, e que se assuma uma quantidade significativa de pressupostos.

As séries temporais dos investimentos, custos de operação e manutenção e procura consideradas no cálculo dos custos incrementais incluem valores ocorridos e valores previsionais, desde 1998 a 2009.

As séries de investimentos apresentadas do Quadro 4-3 ao Quadro 4-6, estão a preços constantes do ano de 2007, tendo para o efeito sido considerados os índices de preços implícitos no PIB que constam no quadro seguinte

Quadro 4-2 - Índice de preços implícitos no PIB

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Índice de preços implícito no PIB	3,7%	3,3%	3,0%	3,7%	3,9%	3,1%	2,4%	2,8%	2,9%	2,9%	2,7%

Fonte: 1998 a 2006 – Contas Nacionais Trimestrais; 2007 e 2008 – Orçamento de Estado para 2008, Novembro 2007

Os investimentos e participações apresentados têm como fonte a informação remetida pela EDP Distribuição ao longo dos anos, através nomeadamente da Norma 5, naquilo que se refere aos anos reais, bem como através da informação previsional veiculada em Junho de 2007, naquilo que se refere aos anos estimados e previsionais. Trata-se portanto, de montantes efectivamente investidos que não dizem necessariamente respeito a equipamentos que tenham entrado em exploração na sua totalidade em cada ano.

No Quadro 4-3 constam os investimentos, líquidos de participações, ao longo do período considerado de 1998 a 2008.

Quadro 4-3 - Investimento na rede de distribuição de energia eléctrica

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Distribuição em AT	16.428	7.480	15.974	19.664	24.646	33.802	28.686	35.626	25.976	31.429	19.172
Linhas aéreas	11.249	5.400	13.669	16.459	21.987	25.044	12.639	20.624	13.718	24.796	11.988
Cabos subterrâneos	3.779	1.025	1.644	1.590	1.144	6.877	15.754	11.033	10.865	4.878	6.141
Postos de corte e seccionamento	1.400	1.054	661	1.615	1.514	1.881	294	3.969	1.394	1.755	1.043
Distribuição em MT	91.047	67.688	75.939	70.440	99.708	128.428	158.732	169.445	132.691	114.058	108.953
Linhas aéreas	38.001	34.363	33.659	26.392	38.762	54.658	60.540	68.943	54.464	43.032	44.826
Cabos subterrâneos	23.894	19.121	22.324	19.219	20.820	28.329	29.683	27.595	27.600	24.322	19.196
Subestações	28.961	13.606	19.949	24.822	40.014	45.343	67.620	72.849	50.381	46.705	44.917
Postos de corte e seccionamento	191	598	8	6	112	97	889	58	245	0	15
Distribuição em BT	44.265	38.264	46.639	49.826	70.442	58.675	64.797	76.329	71.267	44.766	42.126
Redes aéreas	16.447	12.900	16.036	17.235	30.163	28.589	26.400	28.880	28.078	17.758	14.013
Redes subterrâneas	7.204	7.309	9.484	11.263	18.554	9.400	13.563	20.642	10.609	8.567	7.626
Chegadas aéreas	5.547	4.270	4.302	3.623	1.313	739	1.813	2.398	2.547	2.217	2.774
Chegadas subterrâneas	6.692	5.930	7.714	7.739	974	-1.028	723	2.162	1.805	4.860	5.056
Postos de transformação e seccionamento	8.375	7.856	9.102	9.965	19.437	20.975	22.296	22.246	28.228	11.364	12.657
TOTAL	151.741	113.431	138.552	139.930	194.796	220.905	252.215	281.400	229.935	190.253	170.251

Fonte: EDP Distribuição

Nota: Não inclui Iluminação Pública.

No Quadro 4-4 constam as participações em espécie, ao longo do período considerado de 1998 a 2008. As participações em espécie compreendem os investimentos que são efectuados por consumidores ou outras entidades e que depois são transferidos para o activo da EDP Distribuição.

Quadro 4-4 - Participações em espécie na rede de distribuição de energia eléctrica

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Distribuição em AT	0	0	180	2.827	1.027	1.387	3.970	3.042	13.188	10.515	10.576
Linhas aéreas	0	0	154	1.909	1.015	1.142	3.970	3.042	11.569	8.296	6.613
Cabos subterrâneos	0	0	19	0	13	0	0	0	0	1.632	3.388
Postos de corte e seccionamento	0	0	7	918	0	245	0	0	1.619	587	575
Distribuição em MT	18.828	12.487	11.935	12.714	10.163	13.672	14.372	14.649	12.466	9.945	10.004
Linhas aéreas	7.858	6.340	6.900	3.043	2.060	4.499	4.448	6.638	4.339	6.354	7.003
Cabos subterrâneos	4.942	3.527	4.577	9.671	8.052	8.618	9.377	7.889	7.766	3.591	2.999
Subestações	5.989	2.510	456	0	0	0	0	0	0	0	0
Postos de corte e seccionamento	40	110	1	0	51	555	548	122	361	0	2
Distribuição em BT	45.064	45.109	41.537	54.600	41.042	39.809	42.374	40.915	37.127	29.607	29.782
Redes aéreas	16.745	15.208	14.280	1.374	652	947	1.302	1.588	1.289	11.742	9.907
Redes subterrâneas	7.334	8.616	8.449	25.970	19.671	17.502	18.233	16.031	14.383	5.664	5.391
Chegadas aéreas	5.646	5.032	3.832	570	586	853	934	1.144	1.249	1.466	1.961
Chegadas subterrâneas	6.814	6.990	6.868	6.892	7.219	8.287	9.535	9.823	9.303	3.221	3.574
Postos de transformação e seccionamento	8.525	9.263	8.107	19.794	12.914	12.221	12.370	12.329	10.902	7.514	8.948
TOTAL	63.892	57.595	53.651	70.141	52.233	54.868	60.716	58.606	62.781	50.067	50.362

Fonte: EDP Distribuição

Nota: Não inclui Iluminação Pública.

No quadro seguinte constam as participações financeiras de clientes, ao longo do período considerado de 1998 a 2008. As participações financeiras são investimentos que resultam essencialmente de pedidos de clientes de novas ligações à rede ou de reforços da rede fruto desses pedidos, e que são efectuados pela EDP Distribuição, mas que são pagos directamente pelos consumidores que requisitaram a sua construção.

Quadro 4-5 - Comparticipações financeiras (de clientes) na rede de distribuição de energia eléctrica

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Distribuição em AT	1.524	4.228	1.899	3.424	105	2.612	3.650	5.045	11.090	11.098	10.088
Linhas aéreas	1.043	3.059	1.628	2.867	105	2.059	2.999	4.128	9.308	8.756	6.307
Cabos subterrâneos	350	578	193	277	0	503	624	771	460	1.723	3.232
Postos de corte e seccionamento	130	590	78	281	0	49	27	146	1.322	619	549
Distribuição em MT	18.807	22.939	17.756	22.668	15.522	12.808	13.622	13.928	14.768	16.270	14.789
Linhas aéreas	7.849	11.645	9.024	10.161	8.429	5.283	6.755	5.144	4.842	6.139	6.085
Cabos subterrâneos	4.936	6.480	5.987	7.398	7.093	2.608	5.270	3.629	2.604	3.469	2.606
Subestações	5.982	4.612	2.745	5.107	0	4.909	1.576	5.081	7.319	6.662	6.096
Postos de corte e seccionamento	40	203	1	2	0	8	22	74	2	0	2
Distribuição em BT	69.666	62.198	57.988	52.588	43.368	42.460	33.799	29.414	22.839	41.240	37.476
Redes aéreas	25.887	20.970	19.934	18.190	10.568	11.136	10.138	9.004	6.632	16.352	12.465
Redes subterrâneas	11.339	11.879	11.796	11.887	8.690	7.598	7.712	6.473	3.900	7.887	6.785
Chegadas aéreas	8.729	6.939	5.350	3.826	6.960	4.281	3.249	2.784	2.372	2.041	2.467
Chegadas subterrâneas	10.533	9.637	9.588	8.169	15.488	12.223	9.256	8.210	8.465	4.496	4.498
Postos de transformação e seccionamento	13.179	12.772	11.319	10.515	1.662	7.222	3.444	2.943	1.470	10.464	11.261
TOTAL	89.997	89.364	77.644	78.680	58.995	57.880	51.071	48.387	48.697	68.608	62.352

Fonte: EDP Distribuição

Nota: Não inclui Iluminação Pública.

No quadro seguinte constam as comparticipações financeiras de fundos comunitários, ao longo do período considerado de 1998 a 2008. As comparticipações de fundos representam os investimentos que são pagos por fundos comunitários.

Quadro 4-6 - Comparticipações de fundos na rede de distribuição de energia eléctrica

mil €	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Distribuição em AT	0	6.153	0	136	105	923	11.029	6.040	722	0	0
Linhas aéreas	0	4.452	0	115	105	534	9.630	5.629	611	0	0
Cabos subterrâneos	0	842	0	11	0	0	0	4	14	0	0
Postos de corte e seccionamento	0	860	0	11	0	389	1.398	406	97	0	0
Distribuição em MT	3.317	8.113	2.216	2.786	0	2.010	8.275	5.894	5.539	0	0
Linhas aéreas	1.385	4.119	1.307	1.476	0	1.734	6.055	5.028	4.025	0	0
Cabos subterrâneos	871	2.292	867	1.075	0	166	109	107	60	0	0
Subestações	1.055	1.631	42	235	0	109	2.111	758	1.453	0	0
Postos de corte e seccionamento	7	71	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribuição em BT	6.360	4.941	2.747	1.374	0	1.447	4.143	3.906	2.766	0	0
Redes aéreas	2.363	1.666	945	475	0	704	2.185	1.730	1.211	0	0
Redes subterrâneas	1.035	944	558	310	0	91	89	46	17	0	0
Chegadas aéreas	797	551	254	100	0	29	64	39	37	0	0
Chegadas subterrâneas	962	765	454	214	0	11	25	8	5	0	0
Postos de transformação e seccionamento	1.203	1.015	536	275	0	611	1.780	2.083	1.495	0	0
TOTAL	9.678	19.207	4.964	4.296	105	4.379	23.446	15.839	9.027	0	0

Fonte: EDP Distribuição

Nota: Não inclui Iluminação Pública.

Refira-se que o investimento não específico e o investimento em equipamento básico foi alocado proporcionalmente às várias rubricas de investimento específico e que não foram considerados investimentos em equipamentos de contagem.

Desde logo se coloca a questão se devem ou não ser considerados para o cálculo dos custos incrementais os activos comparticipados, uma vez que estes não são um custo da EDP Distribuição. São por isso adoptados dois cenários (cenário A e cenário B) no cálculo dos custos incrementais.

No cenário A considera-se que o importante não é quem pagou o investimento, mas sim se estes investimentos são em troços de uso partilhado por um conjunto de clientes ou em troços de uso exclusivo de determinado cliente. Importa não confundir o conceito de uso exclusivo com o conceito de periférico, uma vez que o periférico se refere também a troços partilhados por um conjunto reduzido de

clientes. Assim, para o cálculo do custo incremental não devem ser incluídas no investimento a totalidade das participações, mas apenas as relativas a investimentos em troços de uso partilhado.

As participações em espécie são essencialmente em activos de uso partilhado e, portanto, devem ser consideradas na totalidade.

As participações financeiras incluem activos que são de uso partilhado e activos que são de uso exclusivo. No estudo da PriceWaterhouseCoopers, “*EDP: Review of tariff structures*”, de Maio de 2000, que resultou de um trabalho conjunto entre a EDP, a ERSE e a PriceWaterhouseCoopers, para a determinação de custos incrementais da rede de distribuição de energia eléctrica, considerou-se que em AT as participações financeiras são essencialmente em activos de uso exclusivo, não sendo consideradas para o cálculo do custo incremental. Quanto às participações financeiras nas redes de MT e de BT considerou-se que nem todas as participações são em activos de uso exclusivo, considerando-se 50% das participações no cálculo do custo incremental. Não dispondo de informação adicional adoptam-se no cenário A as mesmas percentagens.

As participações de fundos comunitários foram consideradas na totalidade, uma vez que estas representam um custo em activos de rede que são de uso partilhado.

No Quadro 4-7 apresenta-se um quadro resumo com a percentagem do valor das participações que é incluído no cálculo dos custos incrementais no cenário A, em cada rede de distribuição.

Quadro 4-7 - Participações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental (Cenário A)

	Participações em espécie	Participações financeiras	Fundos Comunitários
Distribuição em AT	100%	0%	100%
Distribuição em MT	100%	50%	100%
Distribuição em BT	100%	50%	100%

No cenário B considera-se que apenas devem ser utilizados para o cálculo do custo incremental os activos que representam um custo de investimento para a empresa, não se incluindo, portanto, nenhuma das participações.

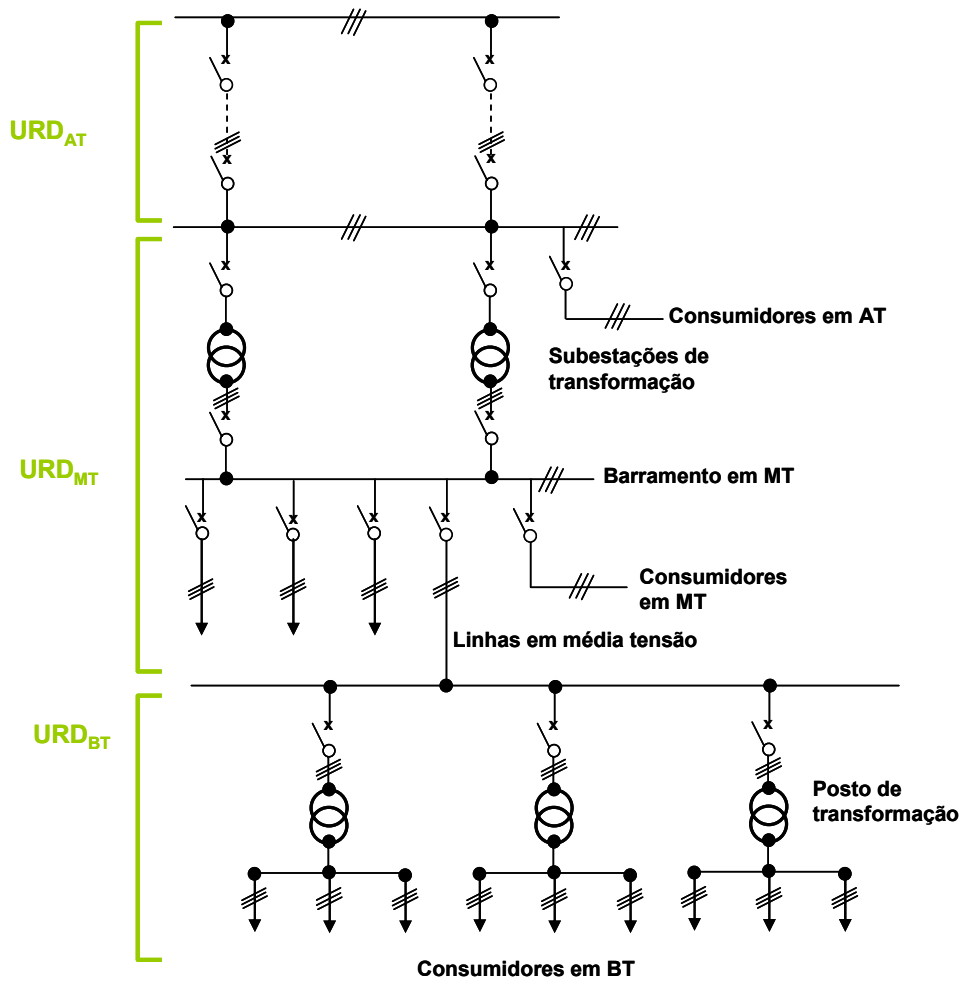
Importa enfatizar que o que é determinante para a determinação dos preços de potência contratada e de potência em horas de ponta é a estrutura entre o custo incremental de potência contratada e o custo incremental de potência em horas de ponta, e não o nível dos custos incrementais, uma vez que aos custos incrementais é aplicado um factor multiplicativo comum. A escolha de um cenário ou outro tem alterações na estrutura destes custos incrementais, conforme se apresenta no capítulo de cálculo dos custos incrementais.

Dado que para o cálculo dos custos incrementais não deve ser considerado investimento de substituição considerou-se que este representa 15% do total, tendo este sido o valor proposto pela EDP e utilizado no estudo da PriceWaterhouseCoopers já referido. Deste modo, apenas se considera no cálculo do custo incremental 85% do investimento total referido nos quadros anteriores.

Como já referido, os investimentos necessários à existência de uma rede de distribuição podem ser repartidos em investimentos em troços periféricos e troços comuns. Esta é uma tarefa que pode revestir-se de alguma dificuldade, pois não está estipulado qual o limiar do número de clientes que torna um cliente “marginal” em relação ao conjunto, além de que uma determinada estrutura pode ser periférica para alguns clientes, que sirva directamente, mas também ser comum para outros clientes, como é exemplo uma rede de AT que serve os clientes ligados nesse nível de tensão, mas também alimenta clientes em MT e BT. De facto, devido à agregação da rede, à medida que aumenta o nível de tensão a rede é utilizada para satisfazer mais clientes.

A figura seguinte ilustra esquematicamente o sistema da rede de distribuição de energia eléctrica.

Figura 4-2 - Sistema de distribuição de energia eléctrica



Tendo em conta a estrutura da rede de distribuição de energia eléctrica e os seus componentes nos diversos níveis de tensão, adoptou-se uma classificação entre troços comuns, troços periféricos e troços mistos, sendo esta última designação adoptada sempre que a desagregação das rubricas de investimento não permite a sua afectação a troços comuns ou periféricos. A classificação adoptada é observável no Quadro 4-8.

Quadro 4-8 - Classificação dos investimentos na rede de distribuição de energia eléctrica

	Classificação
Distribuição em AT	
Linhas aéreas	Troço misto
Cabos subterrâneos	Troço misto
Postos de corte e seccionamento	Troço misto
Distribuição em MT	
Linhas aéreas	Troço misto
Cabos subterrâneos	Troço misto
Subestações	Troço comum
Postos de corte e seccionamento	Troço comum
Distribuição em BT	
Redes aéreas	Troço misto
Redes subterrâneas	Troço misto
Chegadas aéreas	Troço periférico
Chegadas subterrâneas	Troço periférico
Postos de transformação e seccionamento	Troço comum

No Quadro 4-9 apresenta-se a repartição dos troços mistos em troços comuns e periféricos em cada rede de distribuição. Dado o menor número de clientes ligados às redes de maiores níveis de tensão, a percentagem afecta à potência contratada é menor nas redes de maiores níveis de tensão. Assim, é natural que a rede de distribuição em BT seja a que apresenta a maior percentagem de troços periféricos.

Quadro 4-9 - Repartição dos investimentos relativos a troços mistos

	T. Comum	T. Periférico
Troço misto em Alta Tensão	90%	10%
Troço misto em Média Tensão	67%	33%
Troço misto em Baixa Tensão	50%	50%

O investimento realizado nas redes, em cada ano, acarreta custos de operação e manutenção, que dependem não só do investimento realizado em cada ano mas também do nível de investimento em anos anteriores. Assim, para o cálculo dos custos incrementais é necessário considerar além dos investimentos incrementais, os custos de operação e manutenção daí advenientes.

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção inerentes ao investimento, calculou-se o rácio destes custos no activo corpóreo bruto do ano de 2005, aplicando-se, em benefício da simplificação, essas percentagem a todos os anos de 1998 a 2008.

Quadro 4-10 - Custos de operação e manutenção

mil €	2005		
	AT	MT	BT
OPEX directos	6.402	48.713	72.958
OPEX indirectos	22.069	71.001	143.867
Activo corpóreo bruto	780.914	4.018.003	5.374.383
Rácio O&M / Activo corpóreo bruto	3,6%	3,0%	4,0%

Fonte: EDP Distribuição

Refira-se que, também os custos de operação e manutenção foram afectados pelas repartições entre troços comuns e periféricos.

Para efeitos de actualização dos custos associados ao investimento, dos custos de operação e manutenção e dos incrementos de procura considerou-se uma taxa de actualização de 7,5% que corresponde à taxa de remuneração fixada para a actividade de distribuição de energia eléctrica.

Tal como já foi referido os investimentos em troços comuns são condicionados pelos acréscimos de potência em horas de ponta, enquanto que os investimentos em troços periféricos são condicionados pelos acréscimos de potência contratada na rede. Na Quadro 4-11 apresentam-se as potências contratada e em horas de ponta nas redes de distribuição.

As quantidades das redes de distribuição são calculadas a partir das quantidades entregues a todos os clientes (clientes do comercializador de último recurso e clientes dos restantes comercializadores), aplicando-se os factores de ajustamento para perdas ao longo das redes e considerando, sempre que necessário, diagramas de carga tipo.

A potência contratada de determinada rede é igual à potência contratada dos clientes ligados nesse nível de tensão mais a potência em horas de ponta dos clientes ligados nos níveis de tensão a jusante, ajustadas para perdas ao longo das redes.

A potência média em horas de ponta apenas foi introduzida como variável de facturação em 2002, não existindo medições para os anos anteriores. Assim, a potência em horas de ponta em cada nível de tensão, entre 1998 e 2001, foi determinada através do quociente entre a energia em horas de ponta verificada em cada ano e o número de horas de ponta equivalente verificado em 2002 (determinado pelo rácio entre a energia em horas de ponta e a potência em horas de ponta).

No Quadro 4-11 apresentam-se as potências contratada e em horas de ponta das redes de distribuição até 2007.

Quadro 4-11 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição com os perfis de consumo das tarifas de 2007

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Potência (kW)												
	Horas de ponta	5 322 807	5 680 487	6 002 375	6 360 448	6 311 317	6 597 343	7 047 462	7 468 464	7 696 416	7 721 267	7 770 563
	Contratada	5 714 837	6 080 820	6 511 263	6 880 414	6 795 609	7 069 544	7 573 772	7 991 774	8 254 702	8 342 961	8 373 116

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Potência (kW)												
	Horas de ponta	4 710 214	5 055 351	5 345 887	5 663 881	5 626 712	5 874 846	6 245 489	6 551 965	6 756 267	6 741 828	6 841 157
	Contratada	7 765 421	8 233 721	8 626 878	9 039 794	10 125 037	10 151 833	11 490 404	9 843 372	10 112 775	11 426 329	10 690 259

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Potência (kW)												
	Horas de ponta	3 032 791	3 288 942	3 487 598	3 639 885	3 696 665	3 847 902	4 044 126	4 242 590	4 378 039	4 456 129	4 494 887
	Contratada	27 461 933	30 124 376	31 107 959	32 513 489	33 526 620	34 782 134	35 795 245	35 267 700	36 665 521	38 346 801	38 793 543

Em 2008 são introduzidos no cálculo de tarifas novos perfis de consumo em BT, de acordo com os perfis publicados pela ERSE. No Quadro 4-12 apresentam-se as potências contratada e em horas de ponta nas redes de distribuição em 2008, calculadas quer com os perfis de consumo utilizados nas tarifas de 2007, quer com os novos perfis de consumo, assim como as variações em relação às potências previstas para 2007 no cálculo das tarifas de 2007. Conforme se observa pelas variações apresentadas em relação aos valores previstos para tarifas de 2007 a alteração de perfis implica uma alteração significativa nas quantidades de potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT. Dado que as potências contratada e em horas de ponta em MT e em AT são condicionadas pela potência de horas de ponta em BT, a alteração dos perfis de consumo também tem influência nas quantidades das redes de AT e de MT.

Quadro 4-12 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição em 2007 e em 2008

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		2007	2008 Perfil2007	2008 Perfil2008
Potência (kW)				
	Horas de ponta	7 721 267	7 770 563 (0,6%)	6 470 528 (-16,2%)
	Contratada	8 342 961	8 373 116 (0,4%)	7 071 251 (-15,2%)

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		2007	2008 Perfil2007	2008 Perfil2008
Potência (kW)				
	Horas de ponta	6 741 828	6 841 157 (1,5%)	5 600 779 (-16,9%)
	Contratada	11 426 329	10 690 259 (-6,4%)	9 449 881 (-17,3%)

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		2007	2008 Perfil2007	2008 Perfil2008
Potência (kW)				
	Horas de ponta	4 456 129	4 494 887 (0,9%)	3 338 249 (-25,1%)
	Contratada	38 346 801	38 494 360 (0,4%)	38 562 673 (0,6%)

Para que não se verificasse uma quebra na série utilizada, para o cálculo dos custos incrementais considerou-se o valor de 2008 com os novos perfis de consumo e aplicaram-se para os restantes anos as taxas de variação verificadas com os perfis anteriores, obtendo-se as quantidades do Quadro 4-13.

Quadro 4-13 - Potência contratada e potência em horas de ponta nas redes de distribuição com os perfis de consumo das tarifas de 2008

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Potência (kW)												
Horas de ponta		4 432 288	4 730 127	4 998 162	5 296 329	5 255 417	5 493 591	5 868 403	6 218 971	6 408 786	6 429 479	6 470 528
Contratada		4 826 285	5 135 364	5 498 882	5 810 637	5 739 017	5 970 361	6 396 190	6 749 201	6 971 248	7 045 785	7 071 251

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Potência (kW)												
Horas de ponta		3 856 199	4 138 759	4 376 618	4 636 956	4 606 526	4 809 670	5 113 112	5 364 020	5 531 280	5 519 459	5 600 779
Contratada		6 864 408	7 278 371	7 625 911	7 990 917	8 950 241	8 973 927	10 157 186	8 701 257	8 939 401	10 100 545	9 449 881

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Potência (kW)												
Horas de ponta		2 252 384	2 442 621	2 590 159	2 703 259	2 745 428	2 857 748	3 003 479	3 150 874	3 251 468	3 309 464	3 338 249
Contratada		27 298 500	29 945 098	30 922 828	32 319 993	33 327 095	34 575 137	35 582 218	35 057 813	36 447 315	38 118 589	38 562 673

4.2.3 CUSTOS INCREMENTAIS

No cálculo dos custos incrementais das redes de distribuição foram considerados os dois cenários alternativos (Cenário A e Cenário B) apresentados no capítulo 4.2.2. Relembra-se que a diferença entre os cenários reside na contribuição do valor das participações aos investimentos para o cálculo do investimento incremental. O Quadro 4-14, sintetiza a percentagem de participações considerada nos dois cenários referidos.

Quadro 4-14 - Participações incluídas no investimento para o cálculo do custo incremental

	Comp. Espécie	Comp. Financeiras	Comp. Fundos
Cenário A			
Alta Tensão	100%	0%	100%
Média Tensão	100%	50%	100%
Baixa Tensão	100%	50%	100%
Cenário B			
Alta Tensão	0%	0%	0%
Média Tensão	0%	0%	0%
Baixa Tensão	0%	0%	0%

Para o cálculo dos custos incrementais foi considerado que o investimento realizado no ano t é justificado pelos acréscimos de procura no ano $t+1$.

De modo a calcular a anuidade dos vários investimentos, para os anos entre 1998 e 2008 foi adoptada uma vida útil média dos equipamentos da rede de distribuição, de 25 anos.

O quadro seguinte sintetiza os valores de custos incrementais obtidos para cada nível de tensão, em cada um dos dois cenários. O detalhe do modo de cálculo dos custos incrementais para cada um dos cenários apresenta-se em Anexo.

Quadro 4-15 - Síntese dos custos incrementais

€/kW/mês	Potência contratada		Potência horas de ponta	
	Cenário A	Cenário B	Cenário A	Cenário B
Alta Tensão	0,0951	0,0790	0,9413	0,7824
Média Tensão	0,7881	0,5864	4,4791	3,5744
Baixa Tensão	0,4763	0,1833	5,2967	2,3663

De acordo com o referido anteriormente a escolha do cenário condiciona os custos incrementais, sendo os custos incrementais do cenário A superiores aos do cenário B, uma vez que incluem o investimento total das redes, independentemente de quem o efectuou.

4.3 COMPARAÇÃO DA ESTRUTURA DOS NOVOS CUSTOS INCREMENTAIS COM A ESTRUTURA DOS CUSTOS INCREMENTAIS ADOPTADOS NO CÁLCULO DAS TARIFAS EM VIGOR EM 2007

Os valores de custos incrementais adoptados no cálculo das tarifas em anos transactos decorrem de um estudo efectuado pelas empresas reguladas em Maio de 2000. Neste estudo foi assumido, que os custos incrementais das redes de distribuição de energia eléctrica são apenas determinados pela procura dos clientes no momento de maior carga das redes. Assim, foi assumido que todos os custos de investimento nas redes distribuição (deduzido do investimento de substituição) são justificados pelo acréscimo de procura de ponta.

Assim, as empresas reguladas forneceram à ERSE custos incrementais da potência de ponta do ano, determinada como a potência média em horas de ponta no período húmido.

Para um dado ano t , a partir do custo incremental de potência em horas de ponta, fornecido pela empresa regulada, determinou-se a receita incremental de potência em horas de ponta. Dado que este custo incremental foi calculado tendo por base os investimentos quer em troços periféricos, quer nos troços de uso comum das redes de distribuição, considerou-se que esta receita de horas de ponta era a receita incremental total. Conhecidas as quantidades de potência contratada e de potência em horas de ponta obteve-se a potência facturada, como a média ponderada entre as potências contratada e potência em horas de ponta, com um ponderador α . Dada a receita incremental e a potência facturada calcula-se o custo incremental total, determinando-se o custo incremental de potência contratada e o custo incremental de potência em horas de ponta, através de um ponderador α .

Formalmente tem-se:

$$Rinc_{total} = Pc * Cinc Pc + Pp * Cinc Pp$$

$$Pf = \alpha * Pc + (1-\alpha) * Pp$$

$$Cinc_{total} = Rinc_{total} / Pf$$

$$Cinc Pf = Cinc Pc + Cinc Pp$$

$$Cinc Pc = \alpha * Cinc_{total}$$

$$Cinc Pp = (1-\alpha) * Cinc_{total}$$

com:

$Rinc_{total}$	Receita incremental total
Pc	Potência contratada
Pp	Potência em horas de ponta
Pf	Potência facturada
$Cinc Pc$	Custo incremental de potência contratada
$Cinc Pp$	Custo incremental de potência em horas de ponta
$Cinc_{total}$	Custo incremental total
α	Ponderador entre o custo incremental de potência contratada e o custo incremental de potência em horas de ponta

em que α , bem como os ponderadores referentes às redes de distribuição de AT e MT, foram determinados de forma a minimizar as diferenças entre as receitas de cada termo tarifário proporcionadas pelas tarifas integrais de $t-1$ e pelas tarifas aditivas do ano t .

O custo incremental calculado deste modo e o custo incremental calculado de acordo com a metodologia agora proposta tem resultados diferentes conduzindo a diferentes níveis de receitas incrementais (antes de escalamento), calculadas através do produto entre os custos incrementais e as quantidades.

O Quadro 4-16 resume o nível de receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta em cada rede de distribuição, assim como para o conjunto das redes de distribuição em AT e MT. Apresenta-se igualmente o peso das receitas incrementais em cada rede no total das receitas incrementais das redes nos cenários considerados.

A não consideração da totalidade dos investimentos compartilhados (cenário B) tem associada receitas incrementais superiores nas redes de AT e de MT. Adicionalmente, em BT verifica-se uma inversão entre as receitas de potência contratada e de potência em horas de ponta.

Quadro 4-16 - Receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta

mil €	Receitas de potência em horas de ponta		Receitas de potência contratada		Receitas totais	
Cenário A						
AT	73.085	12%	8.067	3%	81.152	9%
MT	301.036	51%	89.365	28%	390.402	43%
BT	212.180	36%	220.423	69%	432.604	48%
AT/MT	374.121	64%	97.432	31%	471.553	52%
Total	586.301	100%	317.856	100%	904.157	100%
Cenário B						
AT	60.752	15%	6.706	4%	67.458	12%
MT	240.235	61%	66.501	42%	306.736	55%
BT	94.792	24%	84.805	54%	179.597	32%
AT/MT	300.987	76%	73.207	46%	374.194	68%
Total	395.779	100%	158.012	100%	553.791	100%

O Quadro 4-17 apresenta o peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta no total das receitas incrementais de cada rede de distribuição, assim como para o conjunto das redes de distribuição em AT e MT. Comparam-se os dois cenários simulados com a situação actual.

Quadro 4-17 - Peso das receitas incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas receitas incrementais totais

	Situação actual ^a		Cenário A		Cenário B	
	$R_{Php} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Pc} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Php} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Pc} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Php} / (R_{Php} + R_{Pc})$	$R_{Pc} / (R_{Php} + R_{Pc})$
AT	93%	7%	90%	10%	90%	10%
MT	74%	26%	77%	23%	78%	22%
AT+MT	75%	25%	79%	21%	80%	20%
BT	44%	56%	49%	51%	53%	47%

^a Custos incrementais implícitos nas Tarifas para 2007

R_{Php} : Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência de horas de ponta

R_{Pc} : Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência contratada

Conclui-se que relativamente a BT, e de um modo geral para os três estados considerados, a recuperação de custos se faz equitativamente entre as duas variáveis de facturação. O “Cenário A” não altera a repartição das receitas entre as duas variáveis de facturação, continuando a ser a potência contratada aquela que recupera mais de metade dos custos.

No que diz respeito ao conjunto das redes de AT e MT, a proporção de receitas incrementais nas duas variáveis de facturação não sofre grandes oscilações entre os três estados considerados, porém, analisando AT isoladamente, constata-se que a “Situação Actual” sobrecarrega mais a variável de potência em horas de ponta que qualquer dos cenários. Relativamente a MT, a proporção de receitas incrementais nas duas variáveis de facturação não sofre grandes oscilações entre os três estados considerados.

O Quadro 4-18 analisa o peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT, e permite concluir que na situação actual, o peso das receitas incrementais de AT, é bastante inferior a qualquer um dos dois cenários propostos e ao estudo de custos incrementais da EDP de Junho de 2007, revelando claramente que em AT os custos incrementais estão subestimados.

Quadro 4-18 - Peso das receitas incrementais de AT face ao agregado AT/MT

	Situação actual ^a	Cenário A	Cenário B	Estudo EDP ^b
$R_{AT} / (R_{AT} + R_{MT})$	5,9%	17,2%	18,0%	22,4%

^a Custos incrementais implícitos nas Tarifas para 2007

^b Documento EDP Distribuição - Custos incrementais de Distribuição, Junho 2007

No Quadro 4-19 compara-se o peso das receitas incrementais de cada nível de tensão no total dos níveis de tensão.

Quadro 4-19 - Peso das receitas incrementais por nível de tensão

	Situação actual ^a		Cenário A		Cenário B	
	R_{Php}	R_{Pc}	R_{Php}	R_{Pc}	R_{Php}	R_{Pc}
AT	3,8%	0,4%	12,5%	2,5%	15,4%	4,2%
MT	48,3%	21,6%	51,3%	28,1%	60,7%	42,1%
AT+MT	52,1%	21,9%	63,8%	30,7%	76,0%	46,3%
BT	47,9%	78,1%	36,2%	69,3%	24,0%	53,7%

^a Custos incrementais implícitos nas Tarifas para 2007

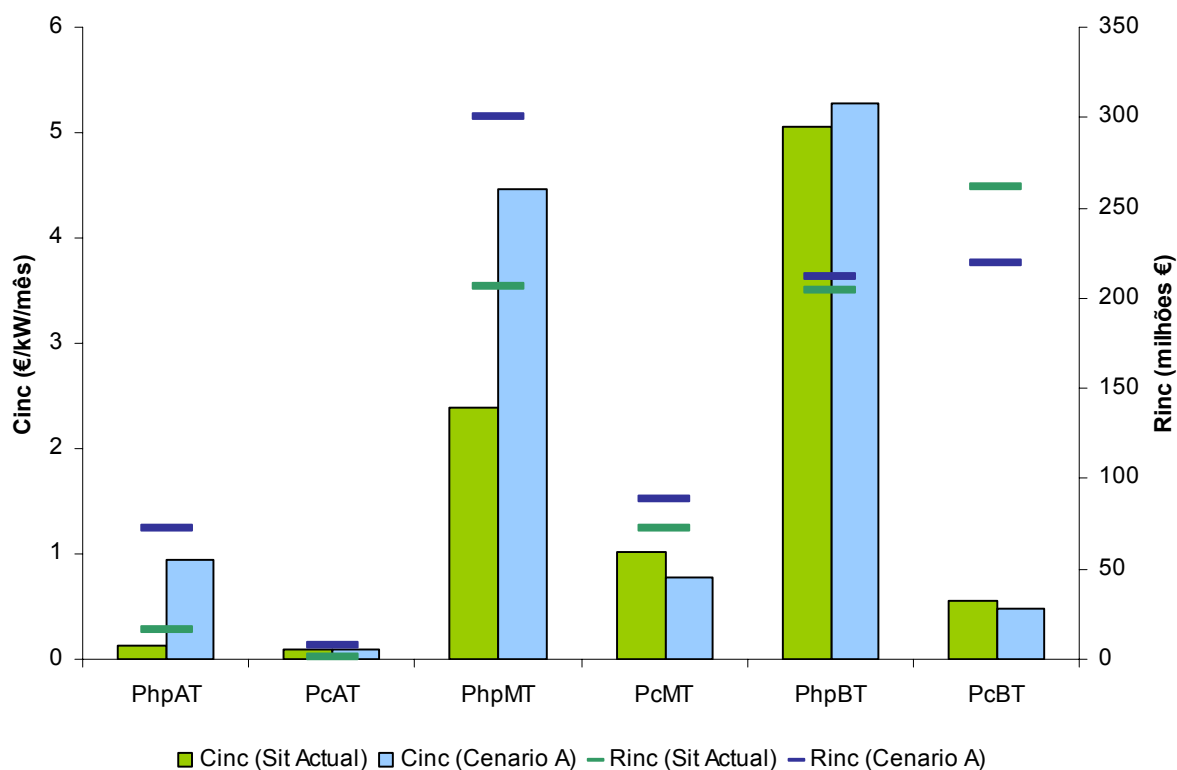
R_{Php} : Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência de horas de ponta

R_{Pc} : Receitas incrementais proporcionadas pela variável de potência contratada

Em face dos resultados observados, e que apontam claramente para a adopção de uma nova estrutura tarifária que traduza realmente os custos que estão inerentes, foi adoptado o cenário A de custos incrementais. Em AT e MT, os custos incrementais são escalados em conjunto, uma vez que o nível de proveitos permitidos para estas duas redes é único, o que faz com que a alteração afecte a estrutura de pagamentos pela utilização das redes de AT e de MT. Esta alteração afectará mais os clientes ligados a estes dois níveis de tensão conforme se demonstra no capítulo 4.5.

A figura seguinte, compara o valor absoluto dos custos incrementais e das receitas incrementais para cada nível de tensão na “Situação actual” e no cenário escolhido (“Cenário A”).

Figura 4-3 - Comparação dos custos incrementais e receitas incrementais na “Situação actual” e no “Cenário A”



Como o cenário adoptado inclui as participações ao investimento podem surgir escalamentos negativos. Esta situação não é relevante na medida em que o objecto do presente estudo é a estrutura dos custos incrementais e não o seu nível.

4.4 DETERMINAÇÃO DOS PREÇOS DE POTÊNCIA

Quando os custos incrementais permitem assegurar as receitas que proporcionam o equilíbrio económico-financeiro da empresa, ou seja, os proveitos permitidos para a actividade de distribuição o preço associado às variáveis de facturação de cada tarifa deverá ser igual ao respectivo custo incremental.

Todavia, os custos incrementais podem não permitir obter os proveitos da actividade de distribuição de energia eléctrica. De facto, a existência de economias de escala nos investimentos e o carácter necessariamente descontínuo desses mesmos investimentos, associados a ineficiências nos custos de operação e investimento, podem justificar esta diferença entre o nível de custos eficiente e os custos médios. De igual modo, a existência de escalamentos negativos pode ser justificada pela existência de subsídios comunitários ou outros que afectam o custo médio a ser pago pelos consumidores, mas que

não devem interferir na afectação desses custos aos vários clientes, ou seja, não devem influenciar a estrutura tarifária.

Quando os preços iguais a custos incrementais não permitem obter os proveitos permitidos, devem ser aplicados aos custos incrementais factores multiplicativos ou aditivos de forma a proporcionar os proveitos permitidos. Assim, a estrutura de cada tarifa escalada deve reflectir a estrutura dos custos incrementais, termo a termo. Esta condição salvaguarda a utilização eficiente das redes de distribuição de energia eléctrica, assegurando também a recuperação dos proveitos permitidos na actividade de distribuição de energia eléctrica de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

A escolha do método de escalamento, deve ser feita de modo a não distorcer as decisões de consumo, isto é, as componentes da procura mais elásticas ao preço devem suportar uma menor proporção de escalamento (Regra de Ramsey-Boiteux). Esta abordagem requer informação sobre elasticidades procura / preço que raramente existe e muitas vezes não é fidedigna. O escalamento multiplicativo, em que todos os custos marginais são multiplicados pelo mesmo factor, e em que a receita é adaptada aos custos, é preferível pois (i) o rácio entre os preços é igual ao rácio entre os custos marginais (ii) faz com que o equilíbrio se mantenha dinamicamente e, (iii) responsabiliza os consumidores pelos encargos que provocam, induzindo uma procura mais eficiente.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de um factor multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de distribuição, preservando a estrutura dos custos incrementais.

Aos custos incrementais de AT e de MT aplica-se um factor multiplicativo comum, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia activa e reactiva, às respectivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a actividade de Uso da Rede de Distribuição em AT/MT.

Aos custos incrementais de BT aplica-se um factor multiplicativo comum aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta, de forma a que as receitas a recuperar por aplicação dos preços de potência contratada, de potência em horas de ponta e de energia activa e reactiva, às respectivas quantidades físicas, sejam iguais aos proveitos permitidos para a actividade de Uso da Rede de Distribuição em BT.

No Quadro 4-20 apresentam-se os factores multiplicativos aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta.

O factor aplicado aos custos incrementais das redes de AT e de MT é negativo, pelo facto do cenário escolhido incluir, por um lado, as participações no investimento, que não são consideradas para efeito de remuneração dos activos no cálculo dos proveitos permitidos, e por outro lado, não considerar

que as receitas associadas aos termos de energia activa relativas às perdas de energia são significativas na rede de AT e de MT.

Quadro 4-20 - Factores aplicados aos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta nas tarifas de uso das redes

FACTORES TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	
Rede Distribuição AT e Rede Distribuição MT	0,74
Rede Distribuição BT	1,33

4.5 ANÁLISE DE IMPACTES

No presente capítulo apresenta-se o impacte da alteração dos custos incrementais de potência contratada e de potência em horas de ponta no preço médio das tarifas de Uso da Rede de Distribuição e no preço médio a pagar pelo Acesso às Redes.

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT (Figura 4-4) a alteração dos custos incrementais resulta num acréscimo de 84,8% no preço médio. Este aumento resulta do facto de se terem aumentado ambos os custos incrementais de potência, uma vez que todos os estudos efectuados, quer pela ERSE, quer pela EDP Distribuição apontam para um peso das receitas incrementais em AT bastante superior ao adoptado nas tarifas de 2007. Uma vez que o escalamento dos custos incrementais é efectuado em conjunto com os custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT este acréscimo de custos incrementais resulta em preços de potência contratada e de horas de ponta da rede de AT superiores e em preços de potência contratada e de horas de ponta da rede de MT inferiores (Figura 4-5). A alteração dos custos incrementais tem como consequência uma redução no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.

Figura 4-4 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

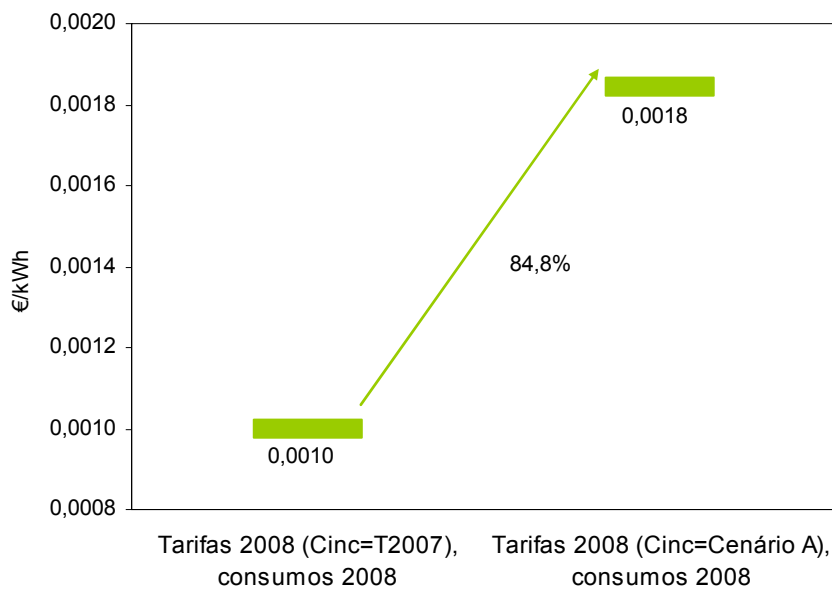
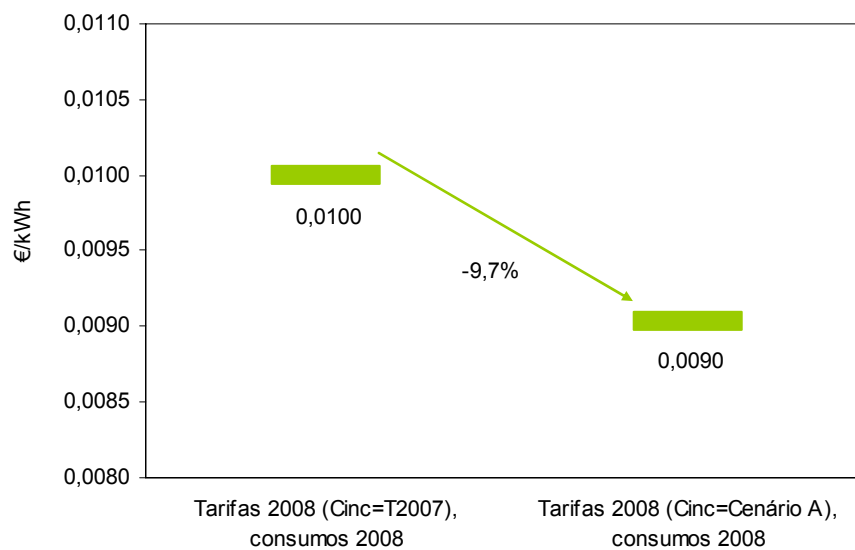
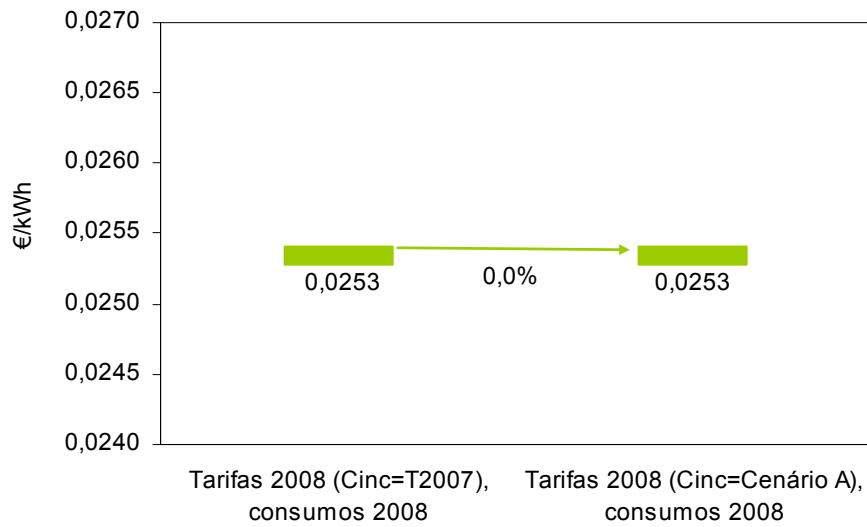


Figura 4-5 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT



Na Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT o impacte da alteração de custos incrementais é nulo (Figura 4-6).

Figura 4-6 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT



Apesar de se observarem impactes significativos na tarifa de Uso da Rede de distribuição em AT o impacte no preço médio das tarifas de Acesso às redes é muito reduzido, conforme se ilustra nas figuras seguintes. Importa referir que este é o impacte tarifário a ter em conta na medida em que são as tarifas de Acesso às Redes as que são efectivamente pagas pelos consumidores de energia eléctrica.

Figura 4-7 - Tarifa de Acesso às Redes em AT

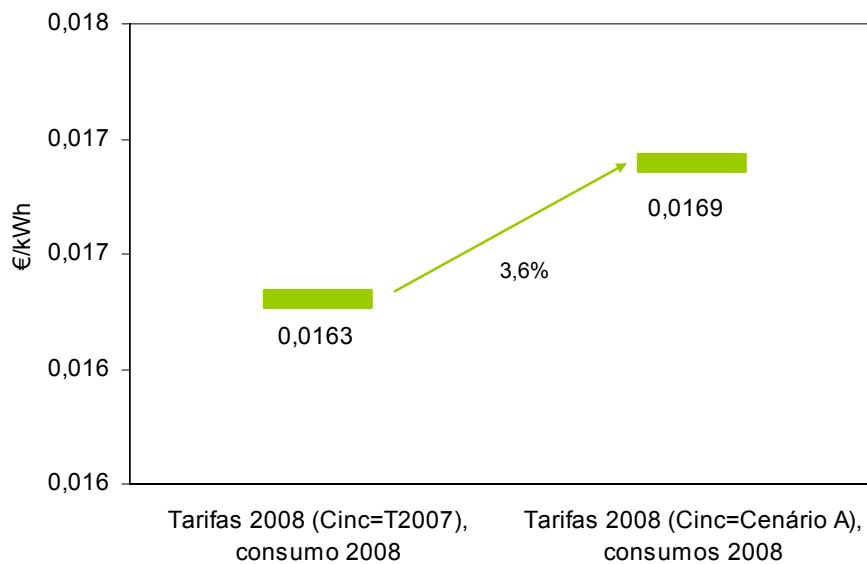


Figura 4-8 - Tarifa de Acesso às Redes em MT

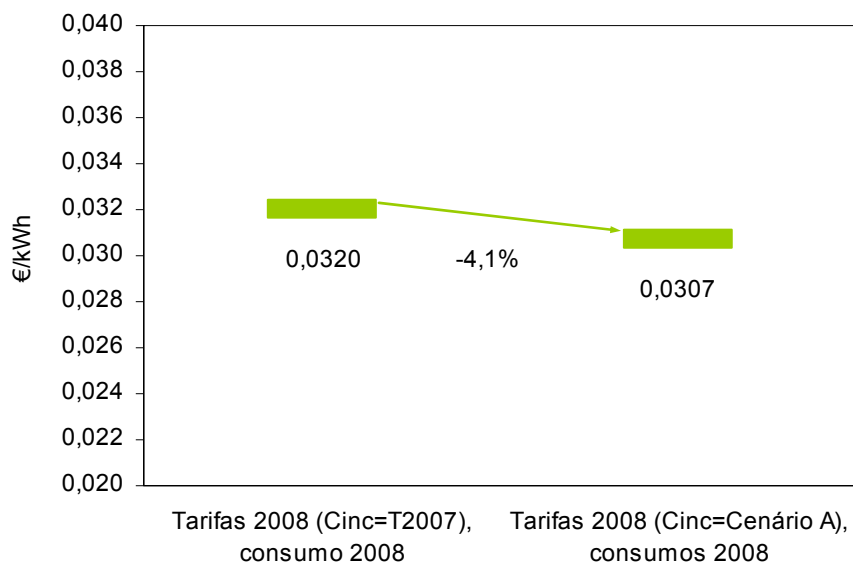


Figura 4-9 - Tarifa de Acesso às Redes em BTE

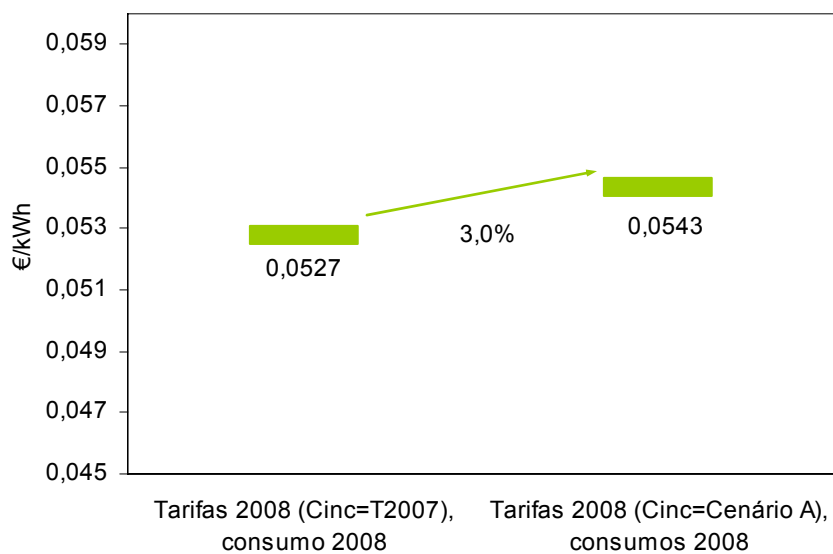
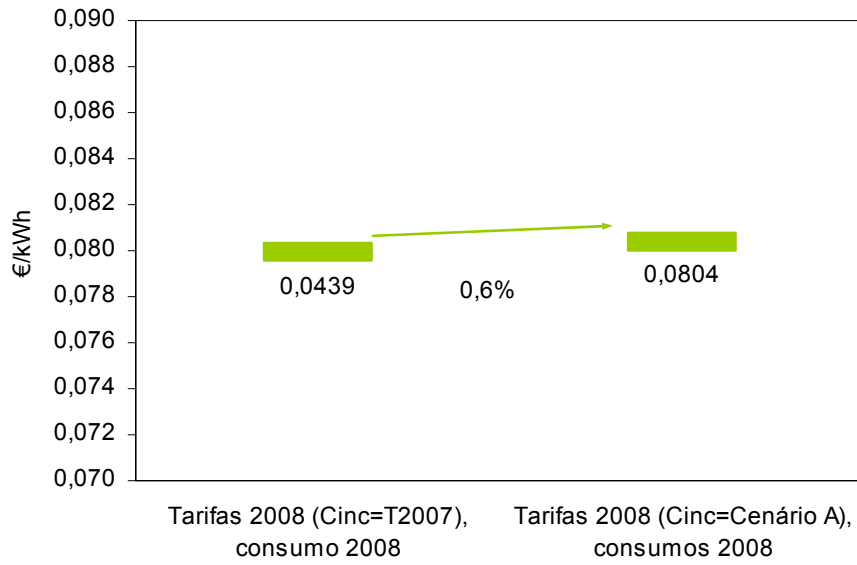


Figura 4-10 - Tarifa de Acesso às Redes em BTN



5 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais, tanto no Continente como nas Regiões Autónomas resulta da aplicação do princípio da aditividade tarifária.

O princípio da aditividade tarifária consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso, nomeadamente: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Comercialização de Redes, Energia e Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária são obtidas adicionando em cada nível de tensão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por actividade.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais está a ser implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas, o qual estabelece a convergência gradual dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais para os que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, mediante a limitação de acréscimos por termo tarifário.

Neste capítulo são apresentadas a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais, que resulta das tarifas aditivas, bem como o processo de convergência entre as tarifas em vigor no ano anterior e as referidas tarifas aditivas.

5.1 SIGLAS

Nas figuras deste capítulo são utilizados diversos acrónimos. O seu significado, no que respeita às tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, é o seguinte:

MAT- Muito Alta Tensão

AT CU - Alta Tensão (Curtas Utilizações)

AT MU - Alta Tensão (Médias Utilizações)

AT LU - Alta Tensão (Longas Utilizações)

MT CU - Média Tensão (Curtas Utilizações)

MT MU - Média Tensão (Médias Utilizações)

MT LU - Média Tensão (Longas Utilizações)

BTE MU - Baixa Tensão Especial (Médias Utilizações)

BTE LU - Baixa Tensão Especial (Longas Utilizações)

BTN > Simples - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA) – Simples

BTN > MU - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA) - Médias Utilizações

BTN > LU - Baixa Tensão Normal (> 20,7 kVA) - Longas Utilizações

BTN < Social - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA) – Social

BTN \leq 2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 2,3 kVA) – Simples

BTN < Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA e > 2,3 kVA) – Simples

BTN < Bi-horária - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA) - Bi-horária

BTN Sazonal > - Baixa Tensão Normal Sazonal (> 20,7 kVA)

BTN Sazonal < Simples - Baixa Tensão Normal Sazonal (\leq 20,7 kVA) – Simples

BTN Sazonal < Bi-horária - Baixa Tensão Normal Sazonal (\leq 20,7 kVA) - Bi-horária

BTN Sazonal < Tri- horária - Baixa Tensão Normal Sazonal (\leq 20,7 kVA) - Tri-horária

TwP (I,IV) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres I e IV.

TwP (II,III) - Preço de energia activa em horas de ponta, a vigorar nos trimestres II e III.

TwC (I,IV) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres I e IV.

TwC (II,III) - Preço de energia activa em horas cheias, a vigorar nos trimestres II e III.

TwVn (I,IV) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres I e IV.

TwVn (II,III) - Preço de energia activa em horas de vazio normal, a vigorar nos trimestres II e III.

TwSV (I,IV) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres I e IV.

TwSV (II,III) - Preço de energia activa em horas de super vazio, a vigorar nos trimestres II e III.

TPc - Preço do termo de potência contratada.

TPp - Preço do termo de potência em horas de ponta.

TF - Preço do termo fixo.

TwFV - Preço de energia activa em horas fora de vazio.

TwV - Preço de energia activa em horas de vazio.

Tw - Preço de energia activa.

TPc n - Preço de potência da opção tarifária de BTN do escalão de potência contratada n.

Nas figuras deste capítulo o significado dos acrónimos utilizados, no que respeita às tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores, é o seguinte:

MT - Média Tensão (Tri-horária)

MT (Organismos) - Média Tensão (Organismos)

MT (Outros Cons.) - Média Tensão (Outros Consumidores)

BTE - Baixa Tensão Especial (Tri-horária)

BTE (Organismos) - Baixa Tensão Especial (Organismos)
BTE (Outros Cons.) - Baixa Tensão Especial (Outros Consumidores)
BTN > - Baixa Tensão Normal (> 17,25 kVA)
BTN > (Organismos) - Baixa Tensão Normal (> 17,25 kVA) (Organismos)
BTN > (Outros Cons.) - Baixa Tensão Normal (> 17,25 kVA) (Outros Consumidores)
BTN < Social - Baixa Tensão Normal (\leq 17,25 kVA) – Social
BTN < Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 2,3 kVA) - Simples
BTN < = 2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 17,25 kVA e > 2,3 kVA) - Simples
BTN < Bi-horária - Baixa Tensão Normal (\leq 17,25 kVA) - Bi-horária
BTN < Simples (Org.) - Baixa Tensão Normal (\leq 17,25 kVA) - Simples (Organismos)
BTN < Bi-horária (Org.) - Baixa Tensão Normal (\leq 17,25 kVA) - Bi-horária (Organismos)
BTN Sazonal > - Baixa Tensão Normal (\leq 17,25 kVA) - Sazonal
BTN Sazonal < - Baixa Tensão Normal (\leq 17,25 kVA) - Sazonal

Nas figuras deste capítulo o significado dos acrónimos utilizados, no que respeita às tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira, é o seguinte:

MT 30 kV- Média Tensão 30 kV (Tri-horária)
MT 6,6 kV- Média Tensão 6,6 kV (Tri-horária)
MT 30 kV MU C. Esp. - Média Tensão 30 kV, médias utilizações, clientes especiais (Tri-horária)
MT 6,6 kV CU C. Esp. - Média Tensão 6,6 kV, curtas utilizações, clientes especiais (Tri-horária)
MT 6,6 kV MU C. Esp - Média Tensão 6,6 kV, médias utilizações, clientes especiais (Tri-horária)
MT 6,6 kV LU C. Esp - Média Tensão 6,6 kV, longas utilizações, clientes especiais (Tri-horária)
BTE - Baixa Tensão Especial (Tri-horária)
BTE MU C. Esp. - Baixa Tensão Especial, médias utilizações, clientes especiais
BTE LU C. Esp. - Baixa Tensão Especial, longas utilizações, clientes especiais
BTN > - Baixa Tensão Normal (\geq 27,6 kVA, Tri-horária)
BTN > Simples C. Esp. - Baixa Tensão Normal (\geq 27,6 kVA) - simples, clientes especiais (Tri-horária)
BTN > MU C. Esp. - Baixa Tensão Normal (\geq 27,6 kVA) - médias utilizações, clientes especiais (Tri-horária)
BTN > LU C. Esp. - Baixa Tensão Normal (\geq 27,6 kVA) - longas utilizações, clientes especiais (Tri-horária)
BTN < Social - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA) - social
BTN < = 2,3 kVA Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 2,3 kVA) - Simples
BTN < Simples - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA e > 3,45 kVA) - Simples
BTN < Bi-h. - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA e > 3,45 kVA) - Bi-horária
BTN < = 2,3 kVA Simples n. Dom. - Baixa Tensão Normal (\leq 2,3 kVA) – Simples não doméstico
BTN < Simples n. Dom. - Baixa Tensão Normal (\leq 20,7 kVA e > 3,45 kVA) – Simples não doméstico

BTN < Bi-h. n. Dom. - Baixa Tensão Normal ($\leq 20,7$ kVA e $> 3,45$ kVA) – Bi-horária, não doméstico

BTN $\leq 2,3$ kVA Simples C. Esp. - Baixa Tensão Normal ($\leq 2,3$ kVA) – Simples, clientes especiais

BTN < Simples C. Esp. - Baixa Tensão Normal ($\leq 2,3$ kVA) – Simples, clientes especiais

BTN < Bi-h. C. Esp. - Baixa Tensão Normal ($\leq 20,7$ kVA e $> 3,45$ kVA) – Bi-horária clientes especiais

5.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Na presente secção descreve-se o processo de convergência tarifária e apresenta-se a estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2008.

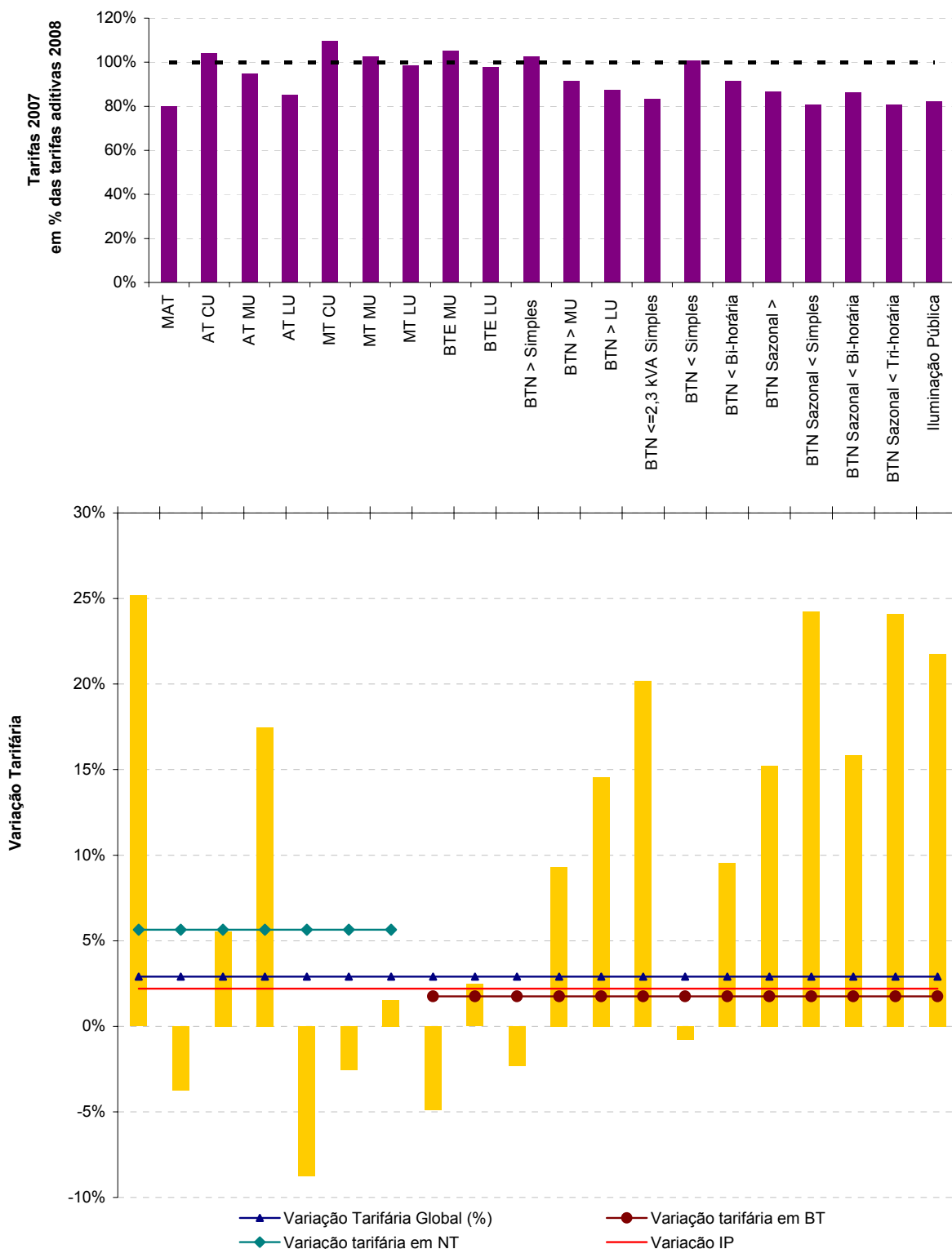
Estes preços dependem dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em 2007 e da variação tarifária que depende, por um lado, dos custos do sector eléctrico e, portanto, dos proveitos permitidos em cada actividade, e por outro, do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas estabelecido no Regulamento Tarifário, que permite a aplicação do princípio da aditividade tarifária.

Em Setembro de 2007 houve uma revisão tarifária extraordinária, pelo que para efeitos da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas considerou-se que as tarifas em vigor em 2007 resultam da média ponderada dos preços que vigoraram entre Janeiro e Agosto com os que vigoraram entre e Setembro e Dezembro desse ano.

Na Figura 5-1 apresenta-se a relação entre as tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em 2007 e as tarifas aditivas em 2008, por opção tarifária no Continente. Na parte superior da figura comparam-se, para cada opção tarifária, os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em vigor com os preços médios das tarifas aditivas a vigorar em 2008, utilizando para o efeito as quantidades definidas para as tarifas de 2008. Na parte inferior da figura apresentam-se as correspondentes variações tarifárias.

A aplicação em cada opção tarifária das variações tarifárias apresentadas asseguraria a eliminação de subsidiasões cruzadas entre grupos de clientes sendo que, por opção tarifária, os preços pagos corresponderiam aos preços das tarifas aditivas.

Figura 5-1 - Variações tarifárias das tarifas aditivas, por alteração da estrutura tarifária



A evolução de custos do sector que se reflecte nas tarifas aditivas tem repercussões diferentes nas várias opções tarifárias e níveis de tensão no continente, sendo que a generalidade das opções tarifárias apresenta tendência de subida. A variação tarifária média global inerente à aplicação das tarifas aditivas

é de 2,9%, para o conjunto dos clientes de MAT, AT e MT é de 5,7% e para o conjunto dos clientes de BT é de 1,8%.

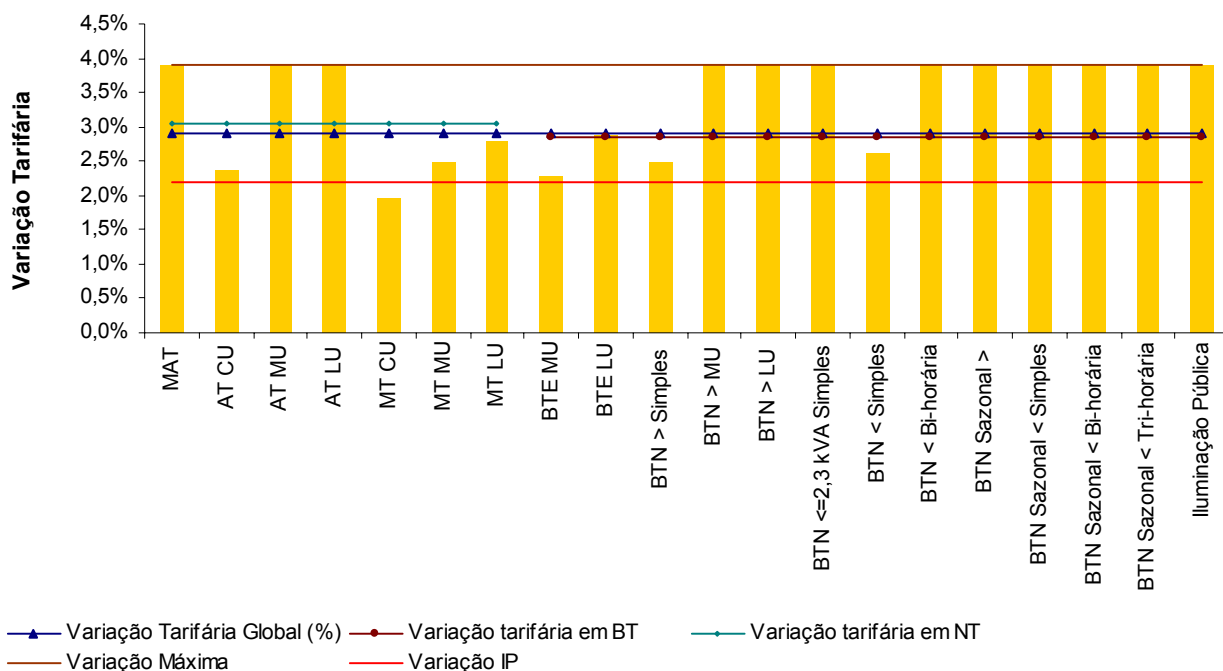
A Secção VII do Capítulo V do Regulamento Tarifário prevê um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários resultantes da convergência para tarifas aditivas. A convergência para as tarifas aditivas é obtida de forma gradual, por opção tarifária e por termo tarifário, sendo limitada a um valor a determinar pela ERSE para cada opção tarifária.

Tal como em anos anteriores considerou-se ser de limitar as variações por opção tarifária a um valor dado pela variação tarifária global acrescido de 1%. Nesse sentido estabeleceu-se um limite de variação tarifária máximo para as opções tarifárias do Continente de 3,9% face às tarifas de 2007.

O estabelecimento de variações máximas por opção tarifária, permite limitar impactes tarifários elevados, introduzindo-se alguma gradualidade no processo de convergência para tarifas aditivas nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.

Na Figura 5-2 apresentam-se as variações tarifárias médias por opção tarifária após a aplicação do limite máximo em cada opção tarifária. A variação tarifária global mantém-se nos 2,9%, alterando-se contudo para o conjunto dos clientes de MAT, AT e MT para 3,1% e para o conjunto dos clientes de BT para 2,9%.

Figura 5-2 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas



Note-se que num contexto de fixação de tarifas para um regime de mercado completamente novo, sem informação histórica disponível, é recomendável toda a prudência nas previsões da ERSE e dos agentes, em particular sobre o preço de energia no mercado e na estrutura dos preços da tarifa de energia. Desta forma, justifica-se uma convergência para tarifas aditivas muito gradual, sem provocar impactes significativos que poderiam vir a comprovar-se desnecessários. De qualquer modo, em relação à variação média global, cada opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais varia em termos relativos de modo coerente com o sentido das tarifas aditivas.

A aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos por opção tarifária resulta em variações tarifárias diferentes das que se obteriam caso se implementasse de imediato as tarifas aditivas, conforme se apresenta no Quadro 5-1. Esta diferença tem por base a existência de alguma subsídio cruzada paga pelos clientes de BT a favor dos clientes de NT. Este valor é substancialmente mais reduzido que o de anos anteriores, e é explicado pelo facto de, devido à limitação de alguns impactes, não ser ainda possível obter uma convergência tarifária plena.

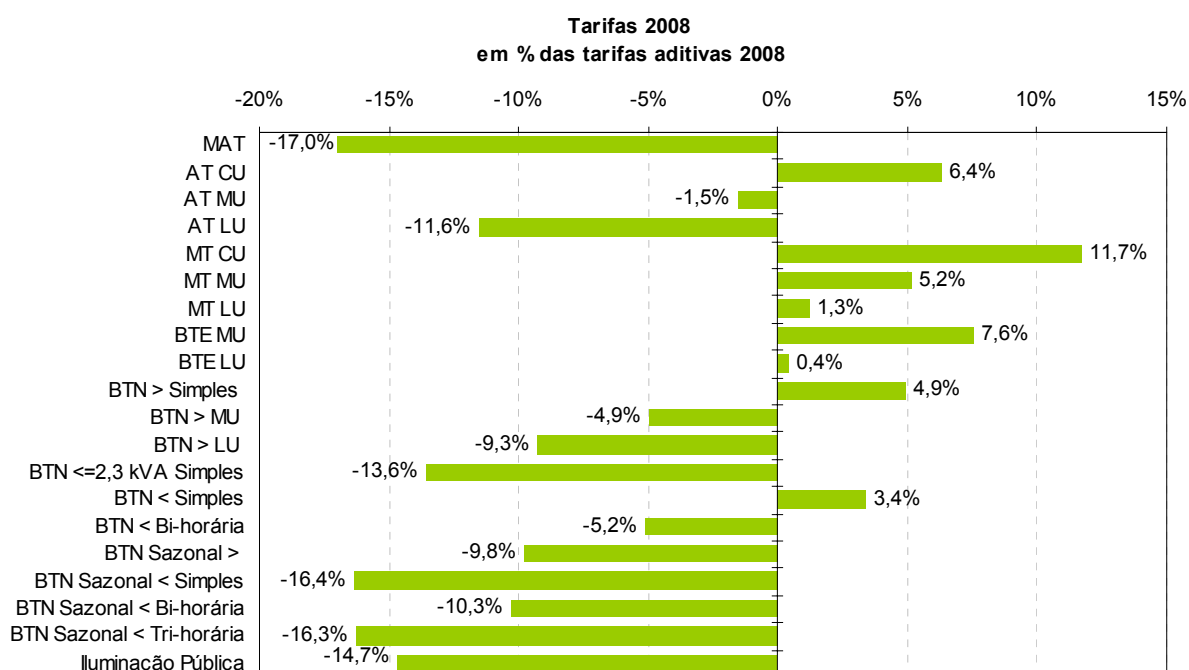
Quadro 5-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 tendo em conta a limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas (artigo 138.º do Regulamento Tarifário)

Unidade: 10³ EUR

		NT	BT	Total
Tarifas aditivas em 2008	Proveitos a recuperar (1)	1.441.623	3.277.241	4.718.863
	Variação tarifária 2007/2008	5,65%	1,75%	2,91%
Subsidição cruzada: pagamento de BT para NT (2)		-35.512	35.512	
Tarifas de Venda a Clientes Finais em 2008	Proveitos a recuperar [(1)+(2)]	1.406.110	3.312.753	4.718.863
	variação tarifária 2007/2008	3,04%	2,85%	2,91%

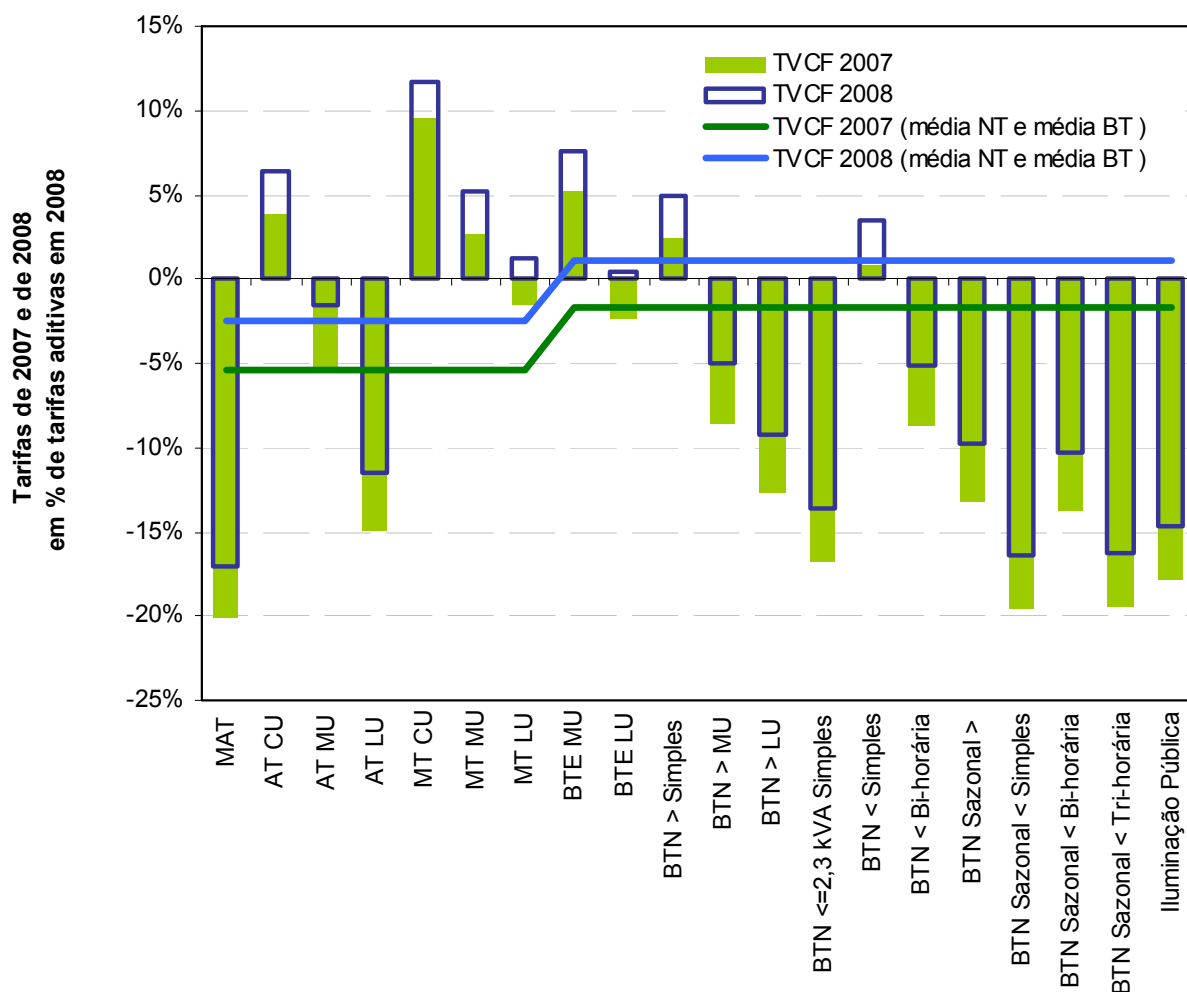
Na Figura 5-3 é apresentado o diferencial da TVCF em 2008 em relação às tarifas aditivas para 2008, por opção tarifária. A figura revela a diferença percentual remanescente nas TVCF em 2008 para a aditividade tarifária.

Figura 5-3 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas em 2008



A Figura 5-4 permite analisar a dinâmica da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as tarifas aditivas, tendo em conta a evolução tarifária decorrente da actual revisão das tarifas e as limitações à convergência impostas no cálculo tarifário.

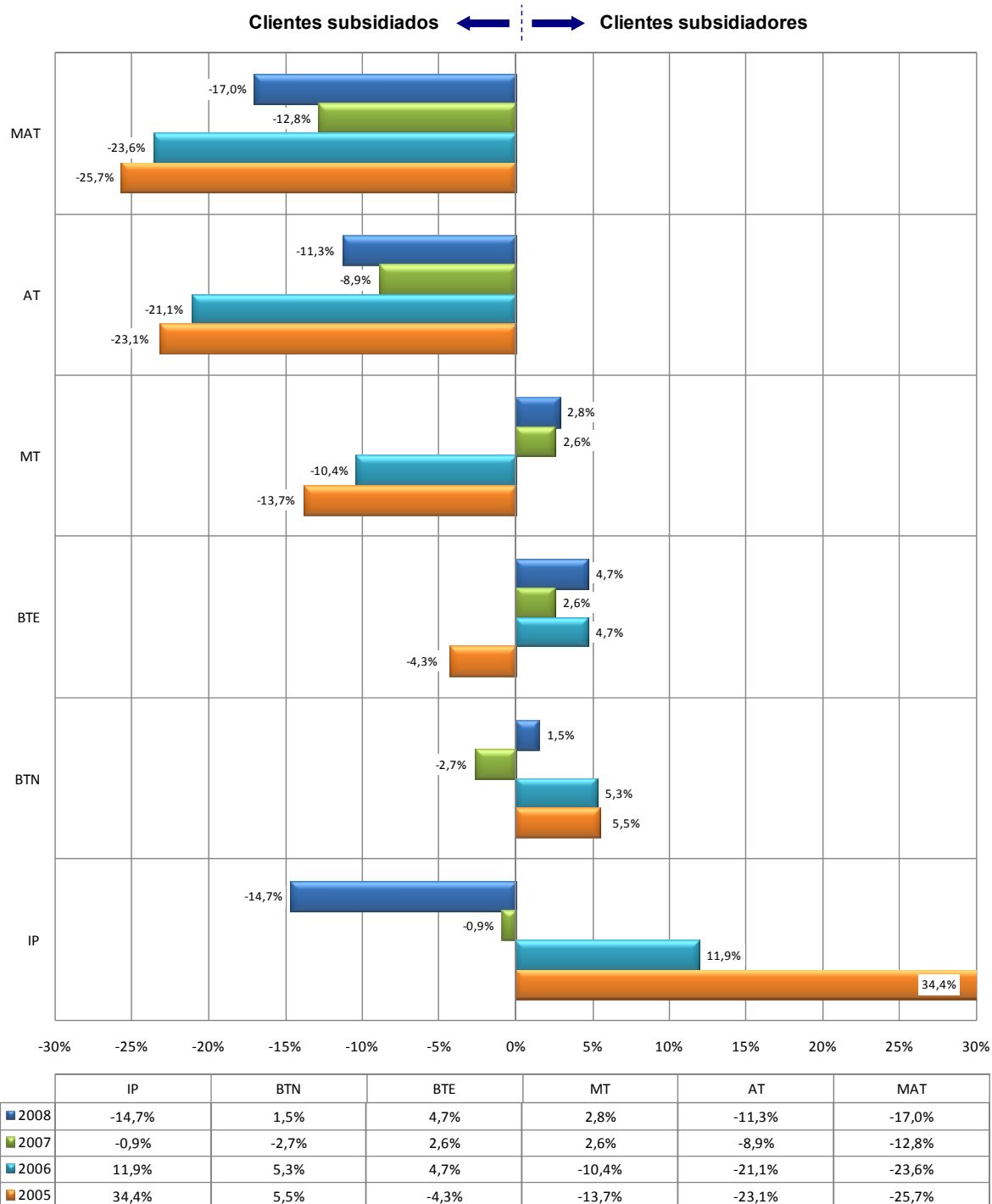
Figura 5-4 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, por opção tarifária



É possível verificar que a generalidade das opções tarifárias convergem para um valor mais próximo das tarifas aditivas. Dado que em 2008 se observa uma subida tarifária, da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos resulta uma maior convergência nas opções tarifárias que necessitam de subir para efeitos de convergência com as tarifas aditivas.

Na Figura 5-5 apresentam-se as diferenças entre as tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR e as tarifas aditivas, por nível de tensão e tipo de fornecimento desde 2005 até 2008, considerando os valores publicados para vigorar a partir de 1 de Janeiro de cada ano. Evidenciando-se, em cada período, os grupos de consumidores que beneficiam e que pagam subsídios cruzados.

Figura 5-5 - Análise da convergência das tarifas de Venda Clientes Finais para as tarifas aditivas em Portugal continental, por opção tarifária



Nota: no segundo semestre de 2006 foram publicadas novas tarifas de Venda Clientes Finais em MAT, AT, MT e BT e a partir de 1 de Setembro de 2007 vigoraram novas tarifas para todos os clientes finais do CUR.

A figura confirma que, numa perspectiva de mais longo prazo, é possível identificar a existência de convergência para tarifas aditivas. Esta análise deve ter em conta que as tarifas aditivas para as quais as

tarifas de Venda a Clientes Finais convergem têm sofrido consideráveis alterações de estrutura nos últimos anos.

Quando as alterações de estrutura das tarifas aditivas são especialmente relevantes, como foi o caso das recentes alterações ocorridas devido à legislação publicada em 2006 e 2007, é possível que a distância para as tarifas aditivas aumente, mesmo havendo convergência tarifária. Dessa forma a alteração do objectivo para o qual as tarifas convergem pode, num determinado ano, ser de grandeza superior à convergência verificada nesse ano e, por essa via, pode gerar a ideia de que houve divergência tarifária.

Por outro lado, as tarifas em 2006 e em 2007 estiveram sujeitas a limites de preços, impostos pela legislação em vigor, tais limitadores nos preços são exógenos ao modelo de convergência tarifária e podem perturbar o ritmo de convergência da estrutura das tarifas para o referencial aditivo.

Ao longo dos vários anos mantém-se a subsidiação dos níveis de tensão mais baixos, BT, para os níveis de tensão mais elevadas, em particular, AT e MAT. Os clientes de BTN continuam a subsidiar outros clientes, no entanto, comparando com anos anteriores este subsídio representa um valor percentual mais baixo.

O processo de convergência tarifária, por opção tarifária, continua, dentro de cada opção tarifária, por termo tarifário, seguindo os mesmos princípios. Para efeitos de limitação de acréscimos tarifários de dado preço, considerou-se uma variação máxima por termo tarifário igual a 1%, valor superior em 1% à variação tarifária máxima por opção tarifária.

Da Figura 5-6 à Figura 5-16 comparam-se para algumas das opções tarifárias, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em 2007 com os preços das tarifas aditivas para 2008. Quando o valor é de 100% significa que o preço desse termo tarifário coincide com o valor resultante da adição dos preços das tarifas por actividade. Na parte intermédia das figuras apresentam-se as variações aplicadas a cada termo tarifário. Na parte inferior das figuras apresenta-se o diferencial remanescente das TVCF 2008 para as aditivas em 2008.

Figura 5-6 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT

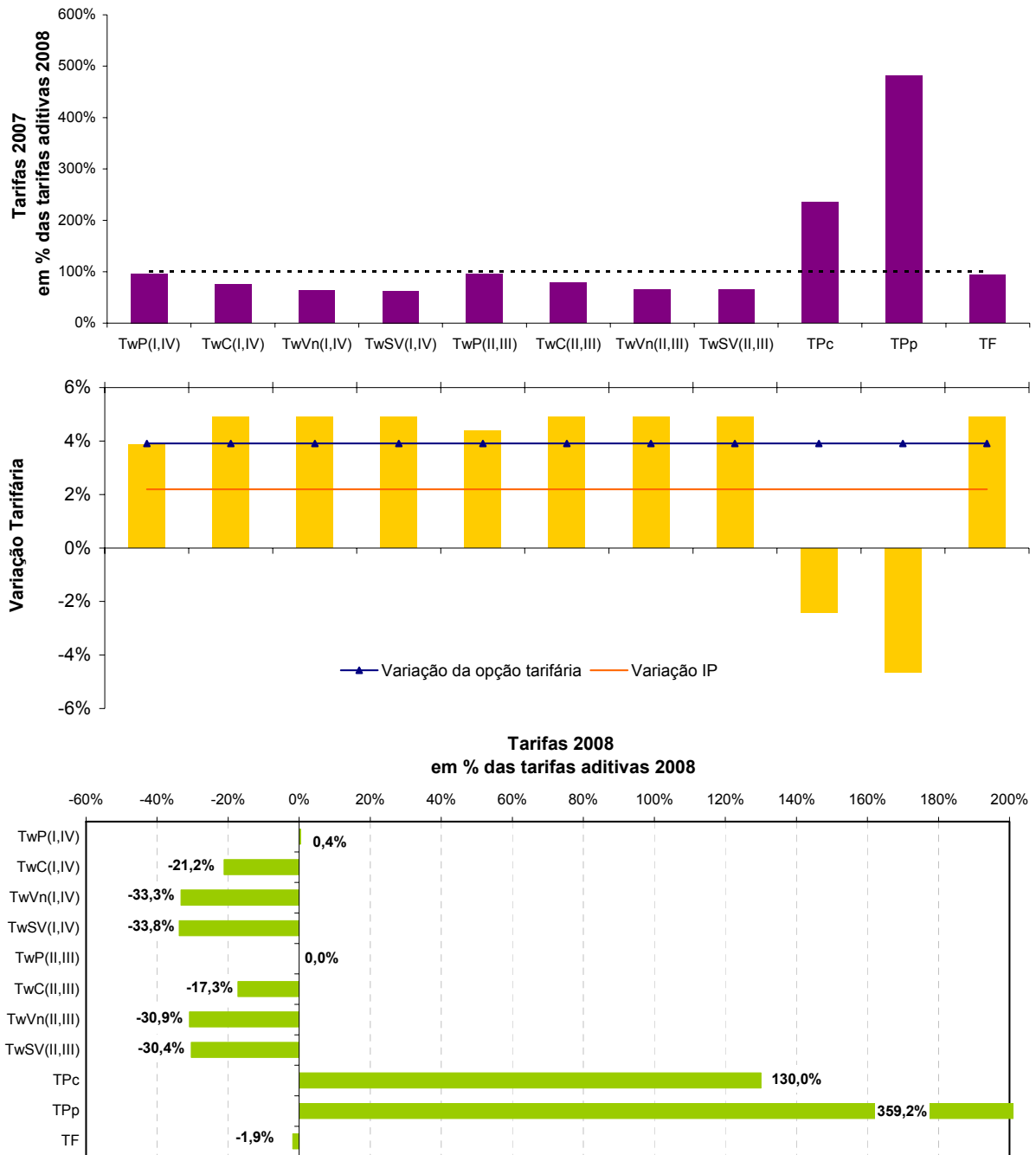


Figura 5-7 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT (Longas Utilizações)

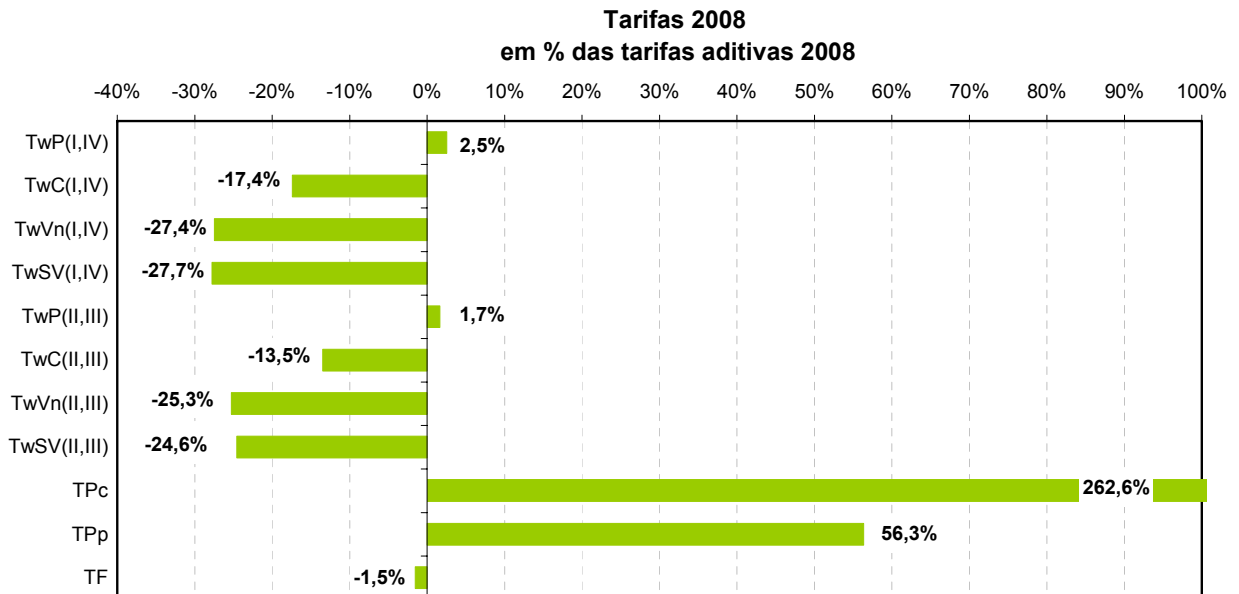
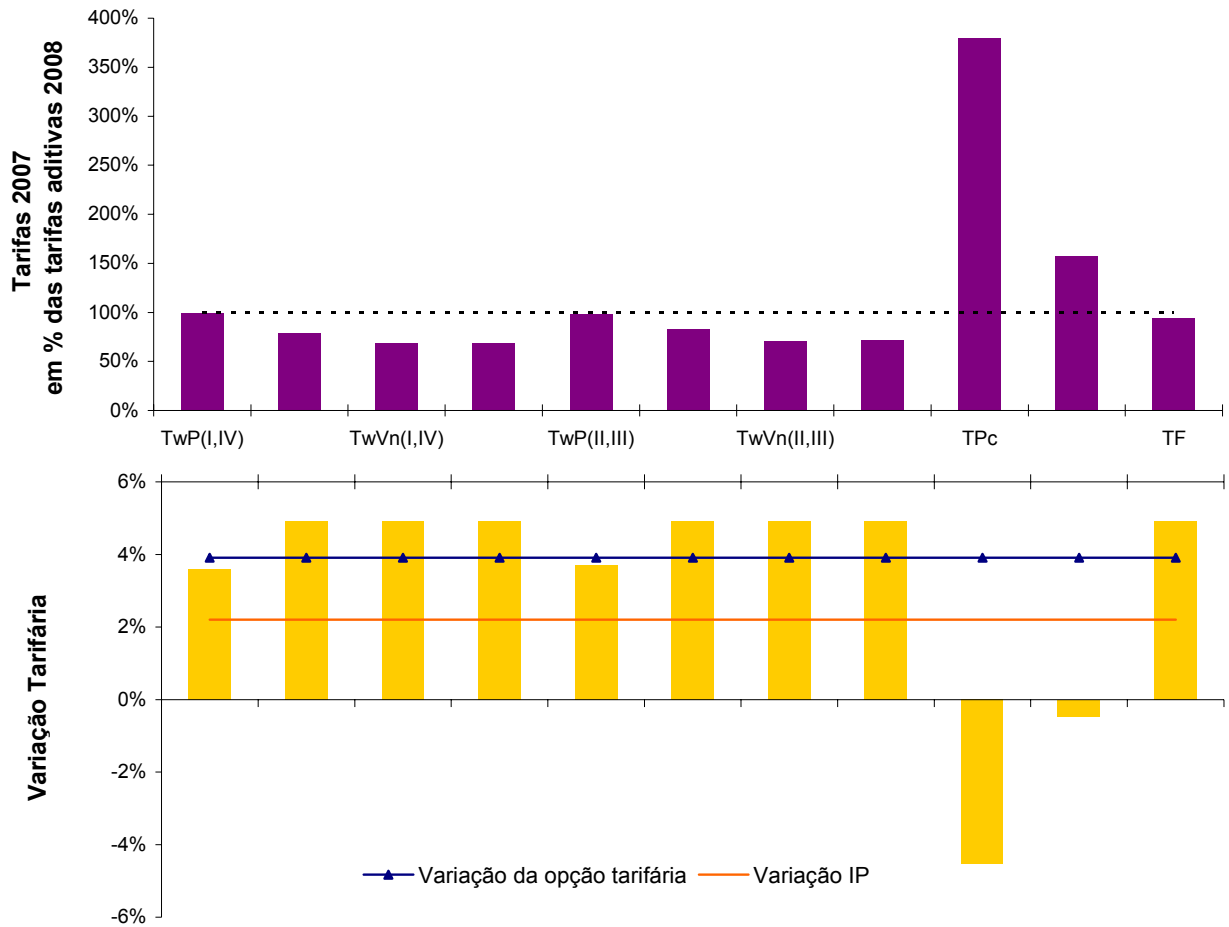


Figura 5-8 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT (Médias Utilizações)

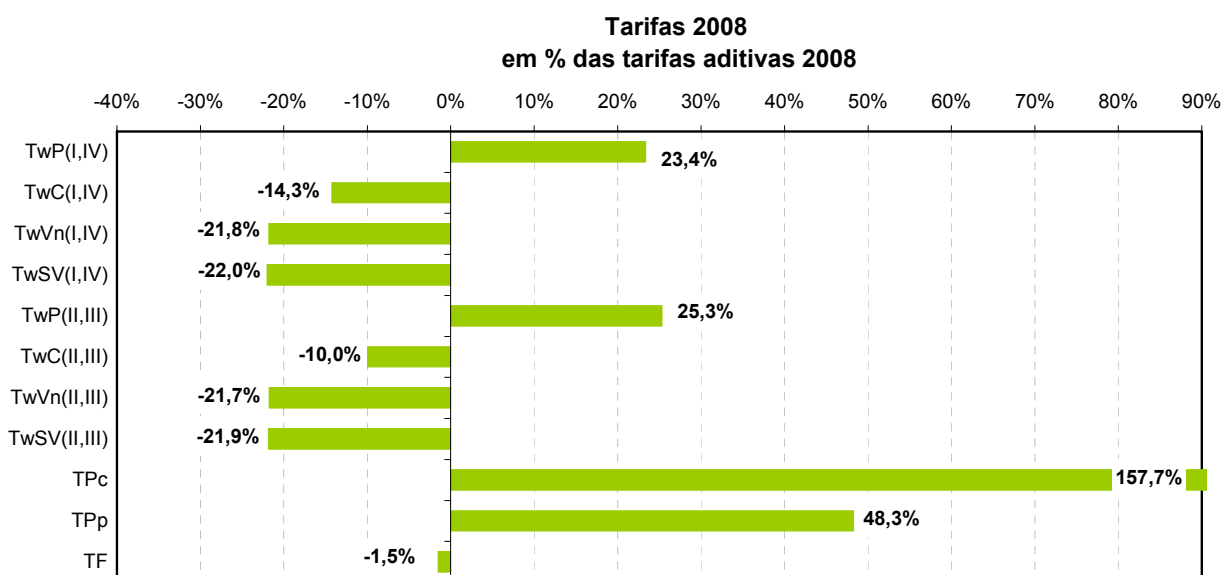
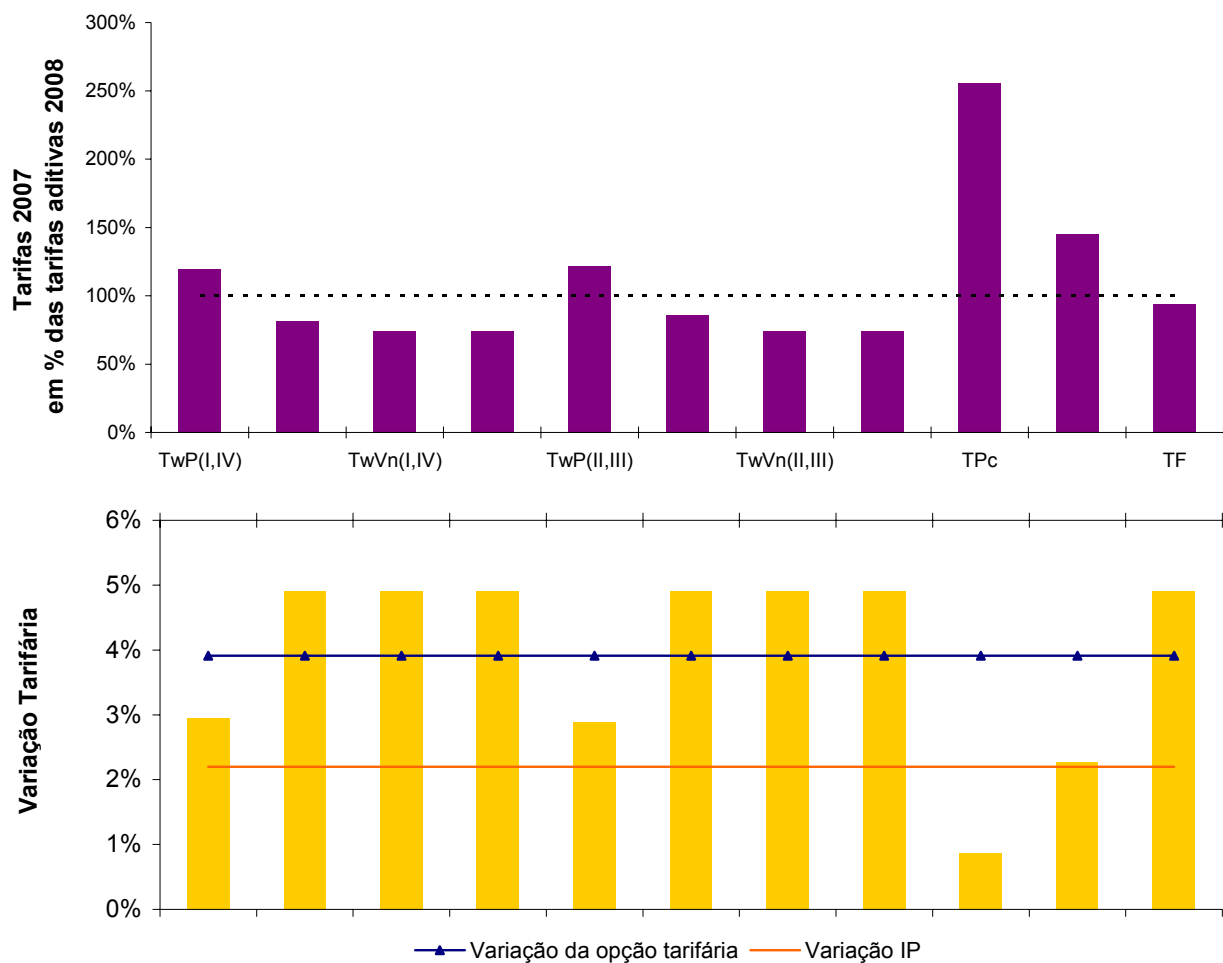


Figura 5-9 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Longas Utilizações)

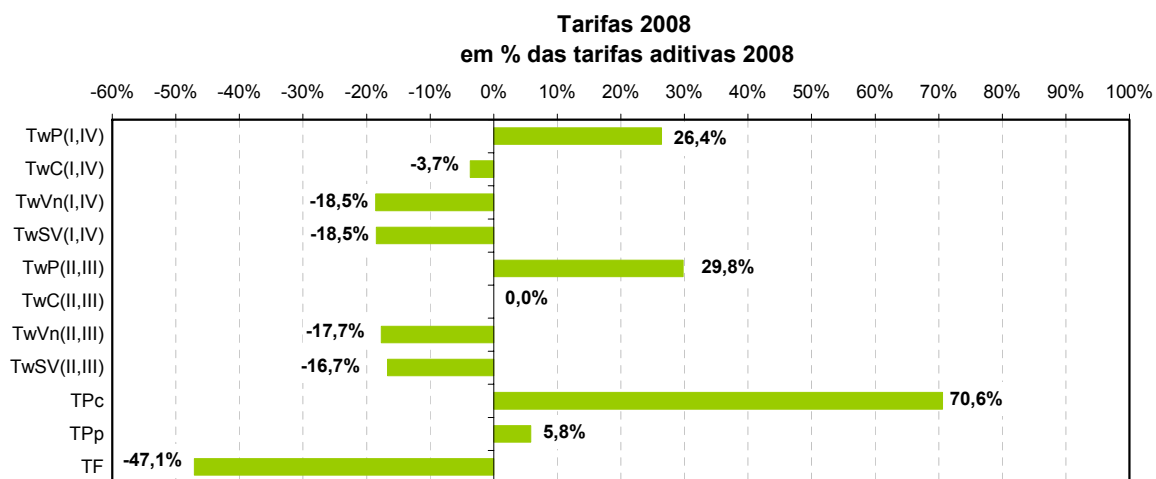
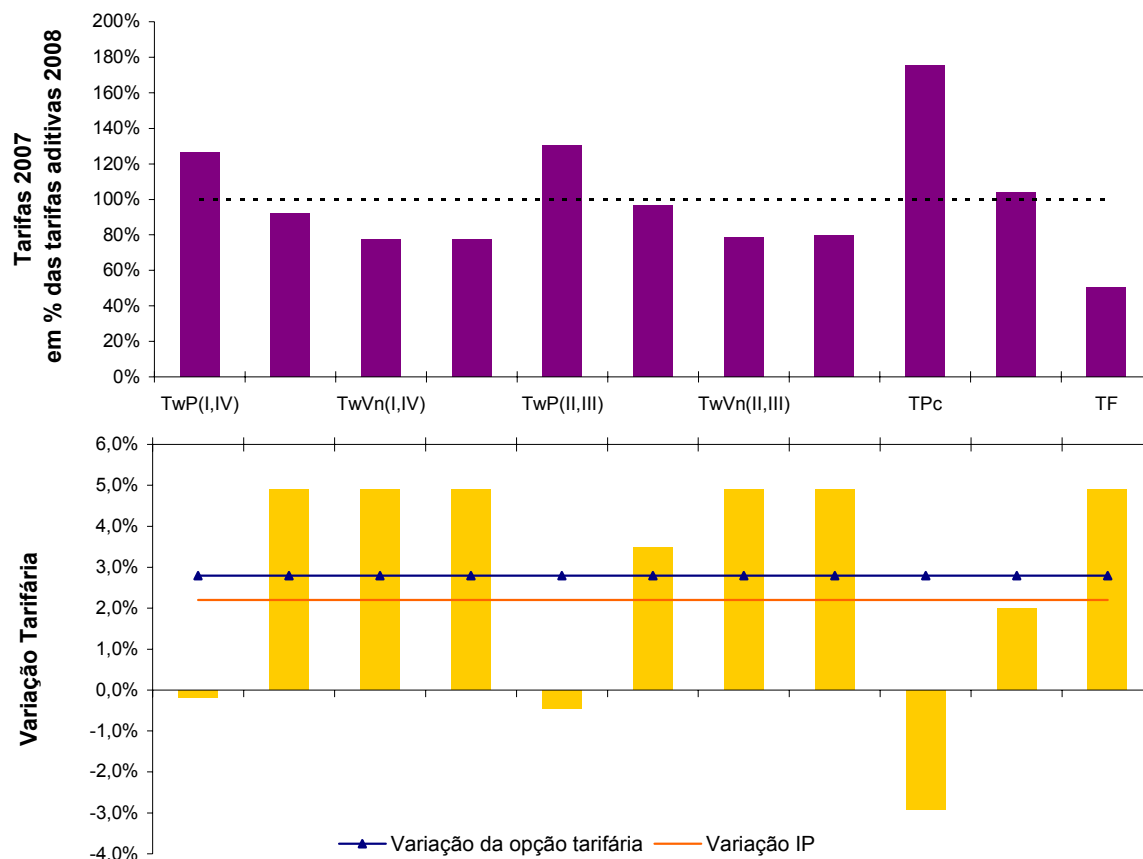


Figura 5-10 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Médias Utilizações)

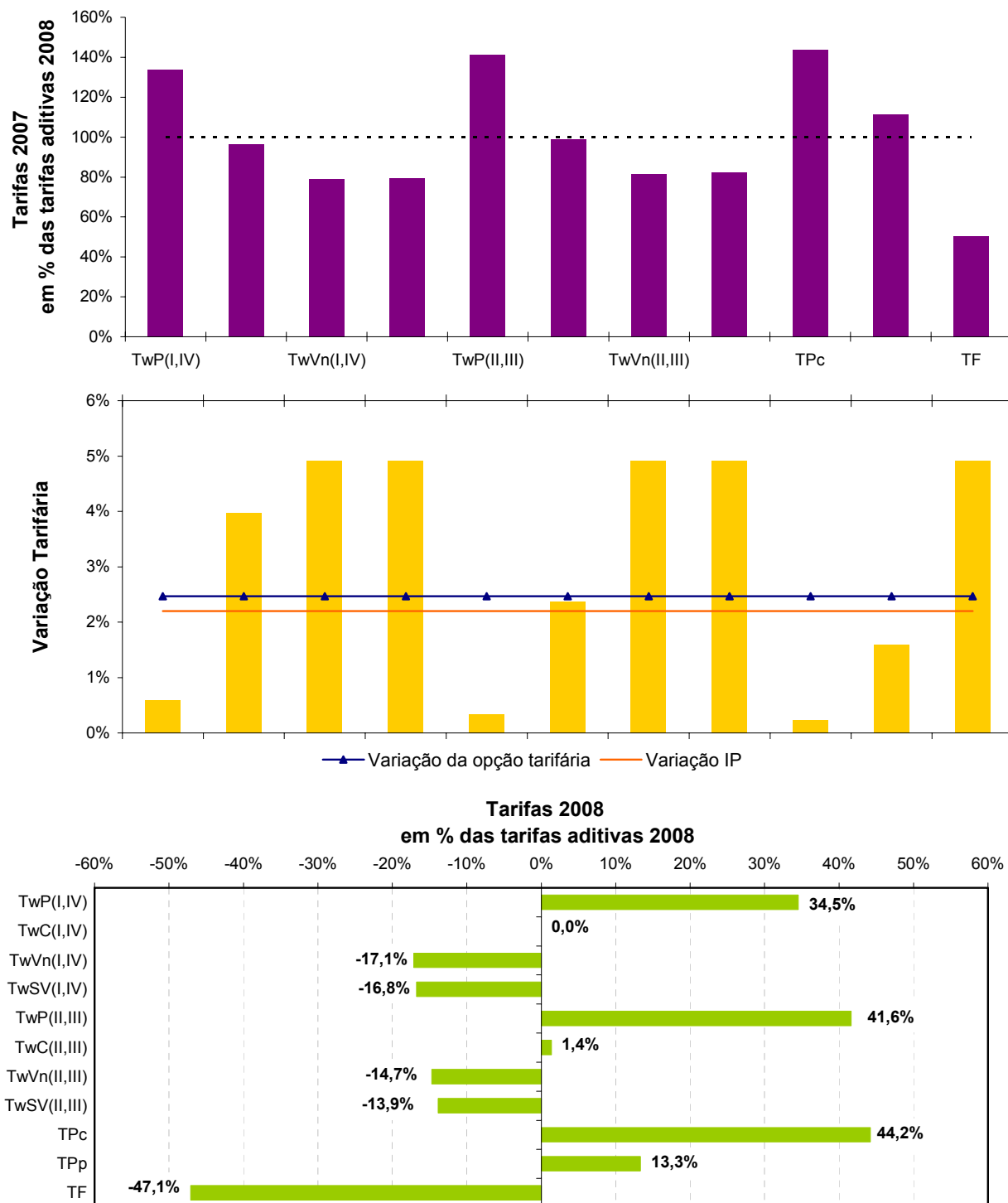


Figura 5-11 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Longas Utilizações)

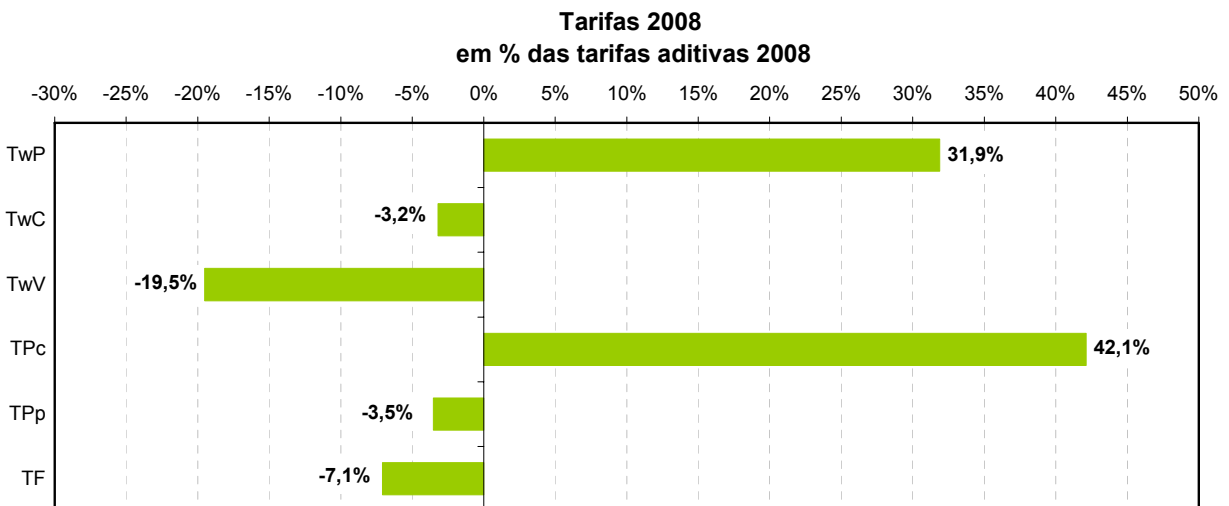
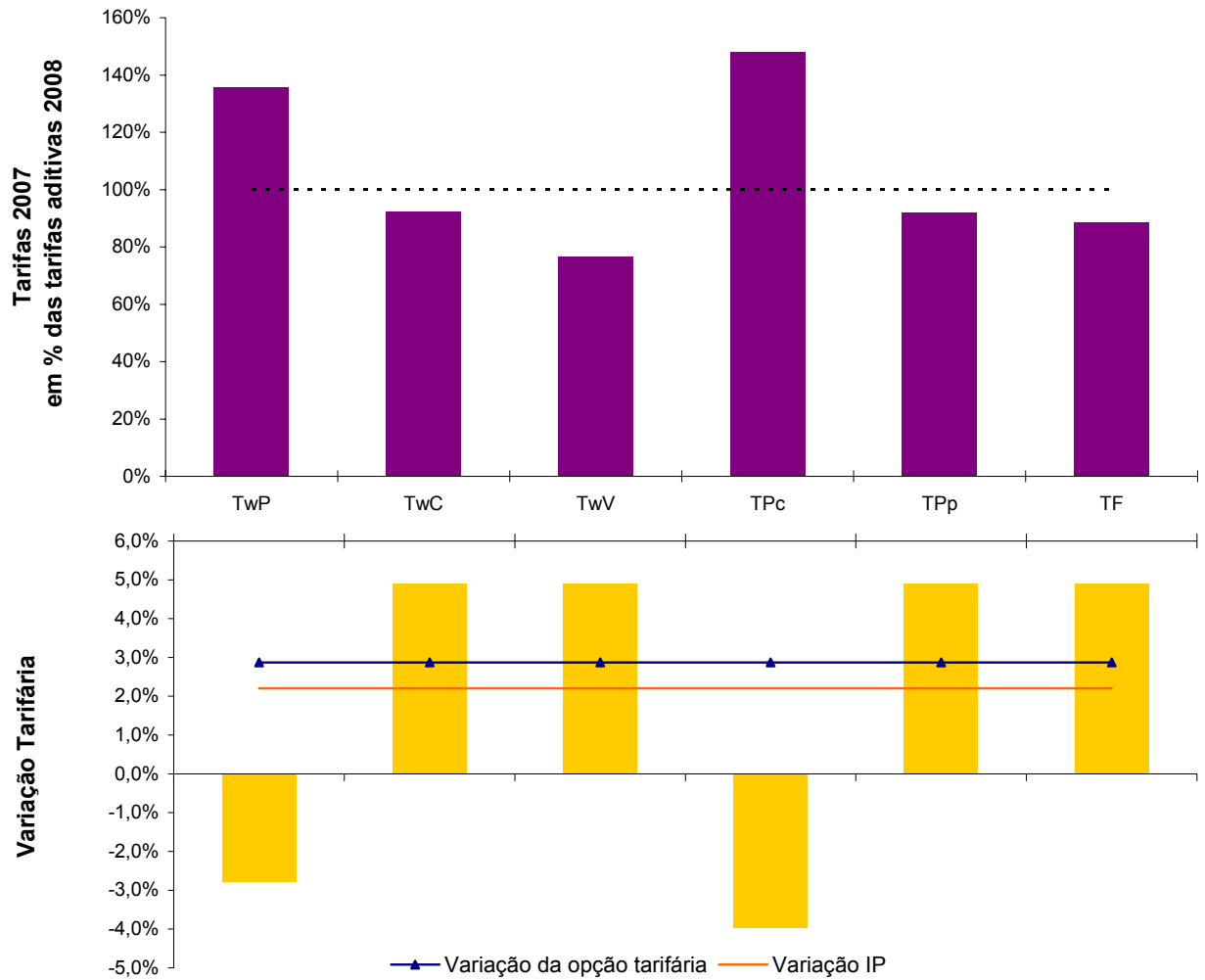
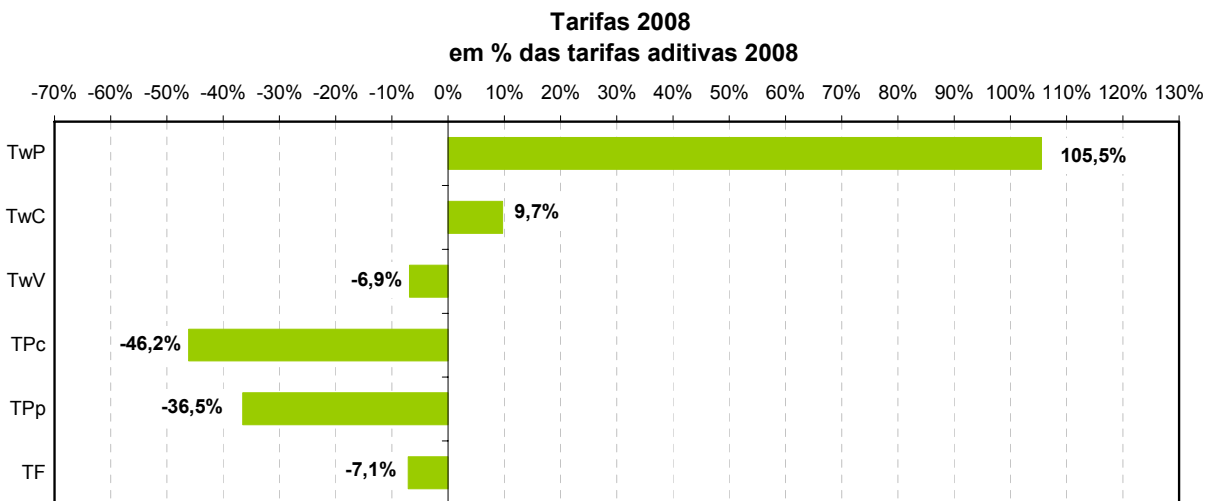
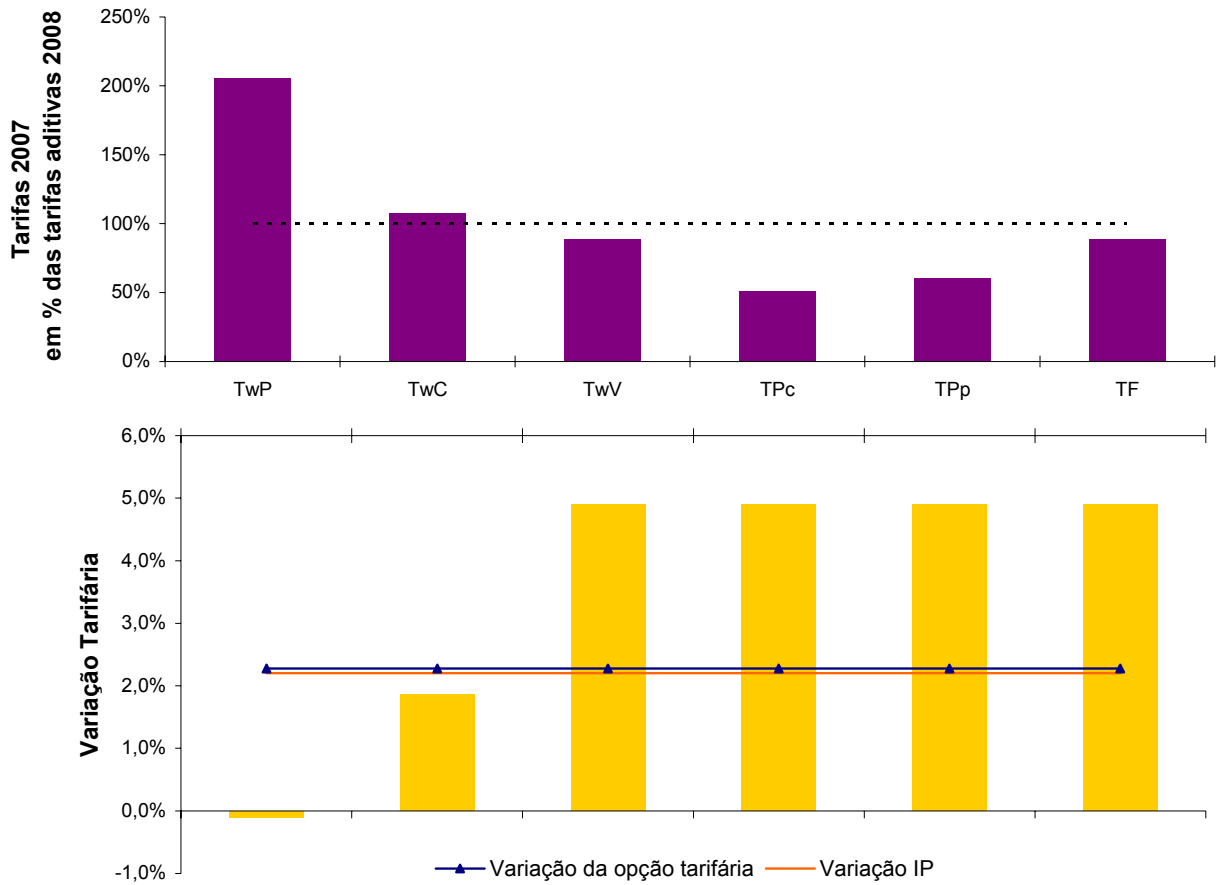
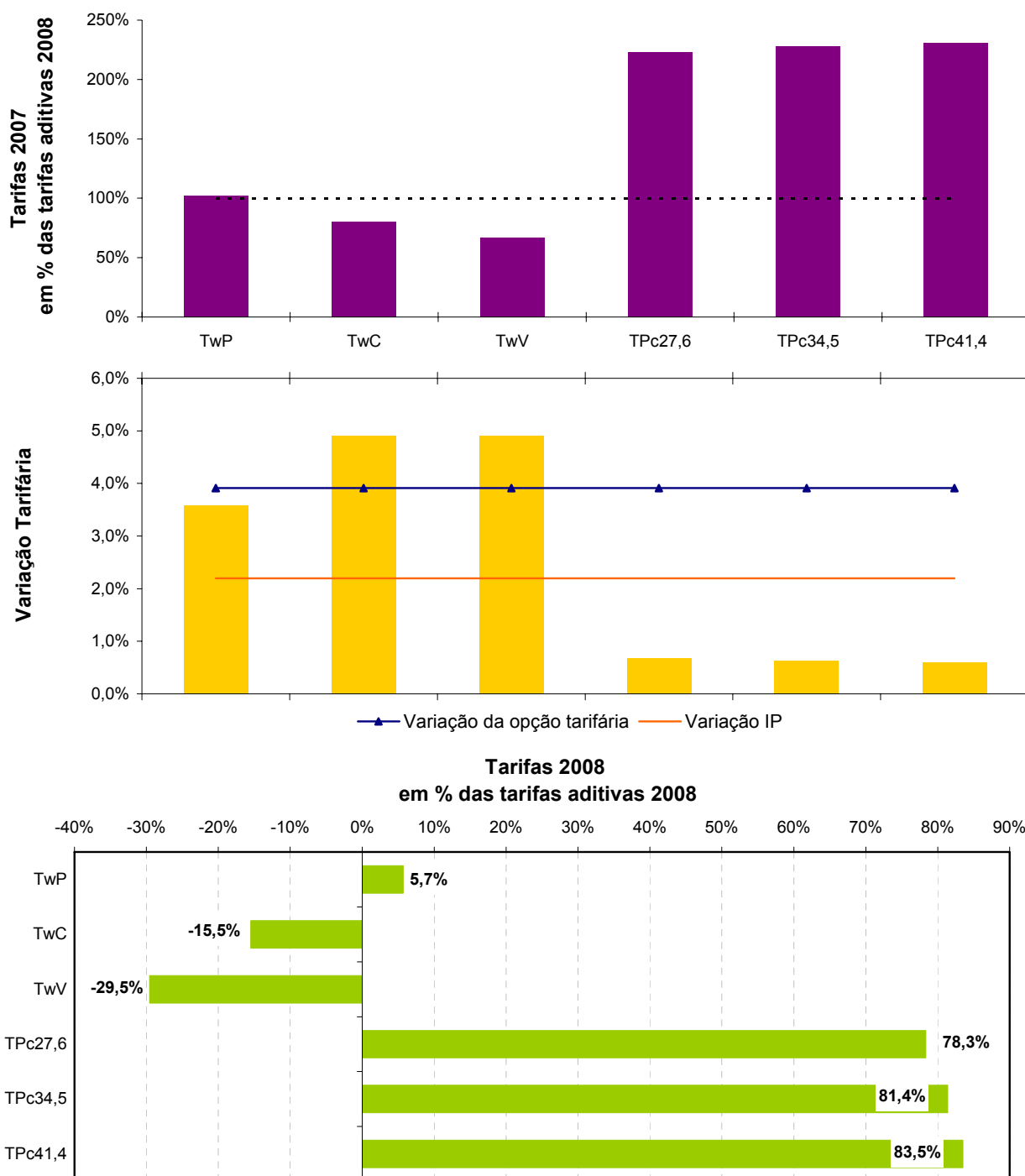


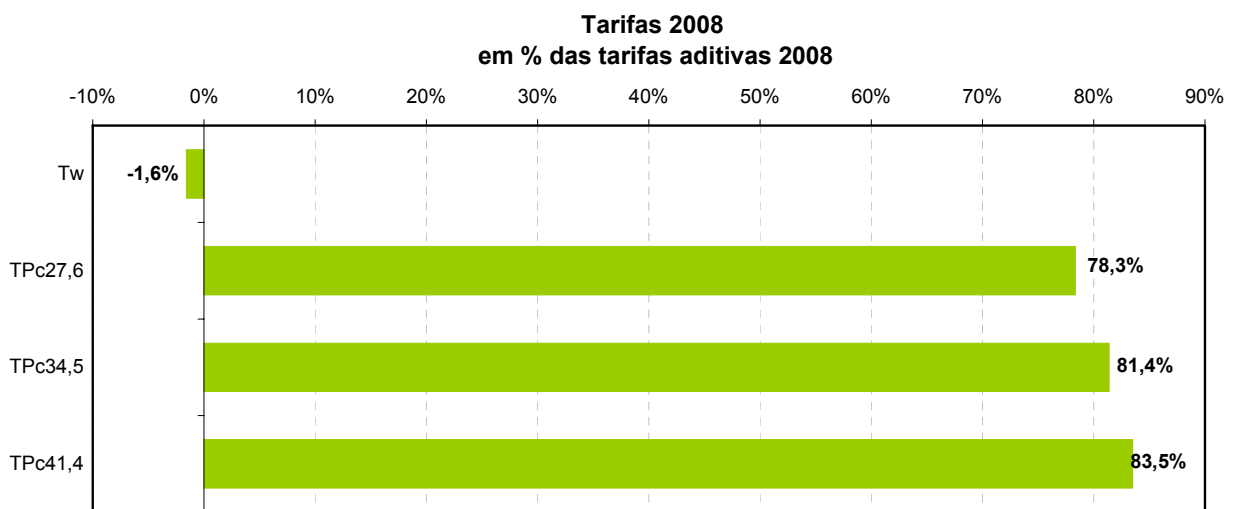
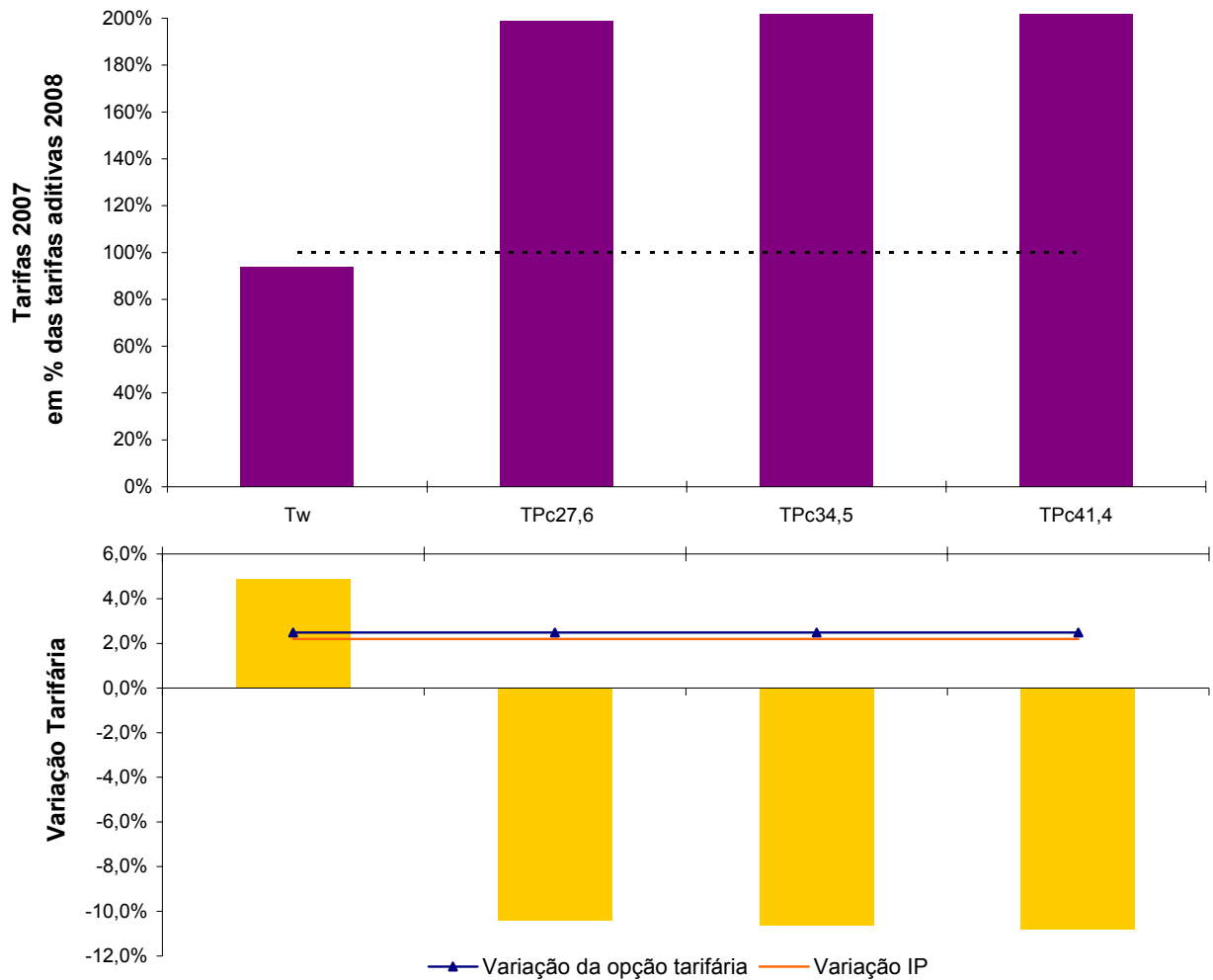
Figura 5-12 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Médias Utilizações)



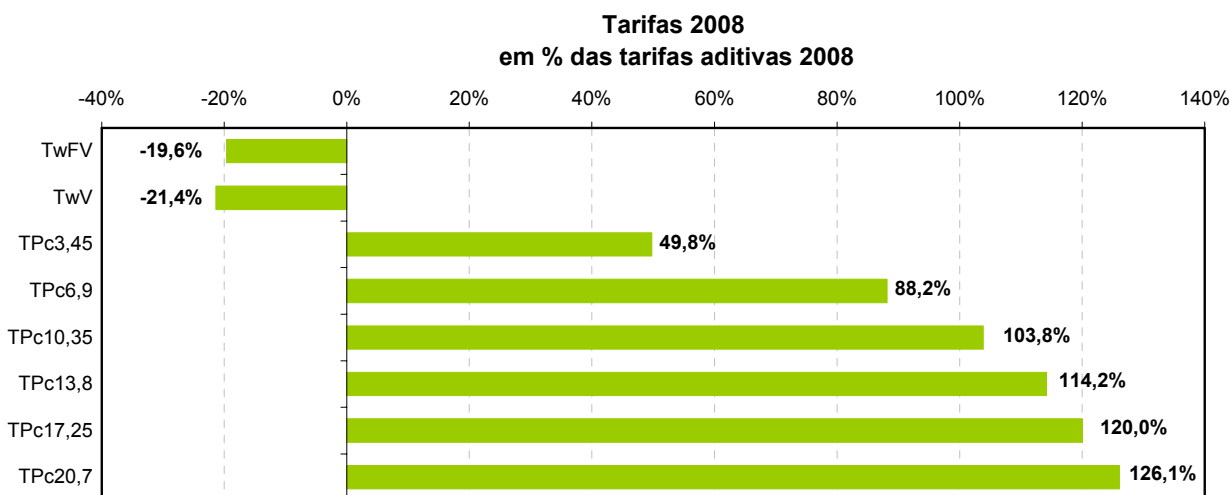
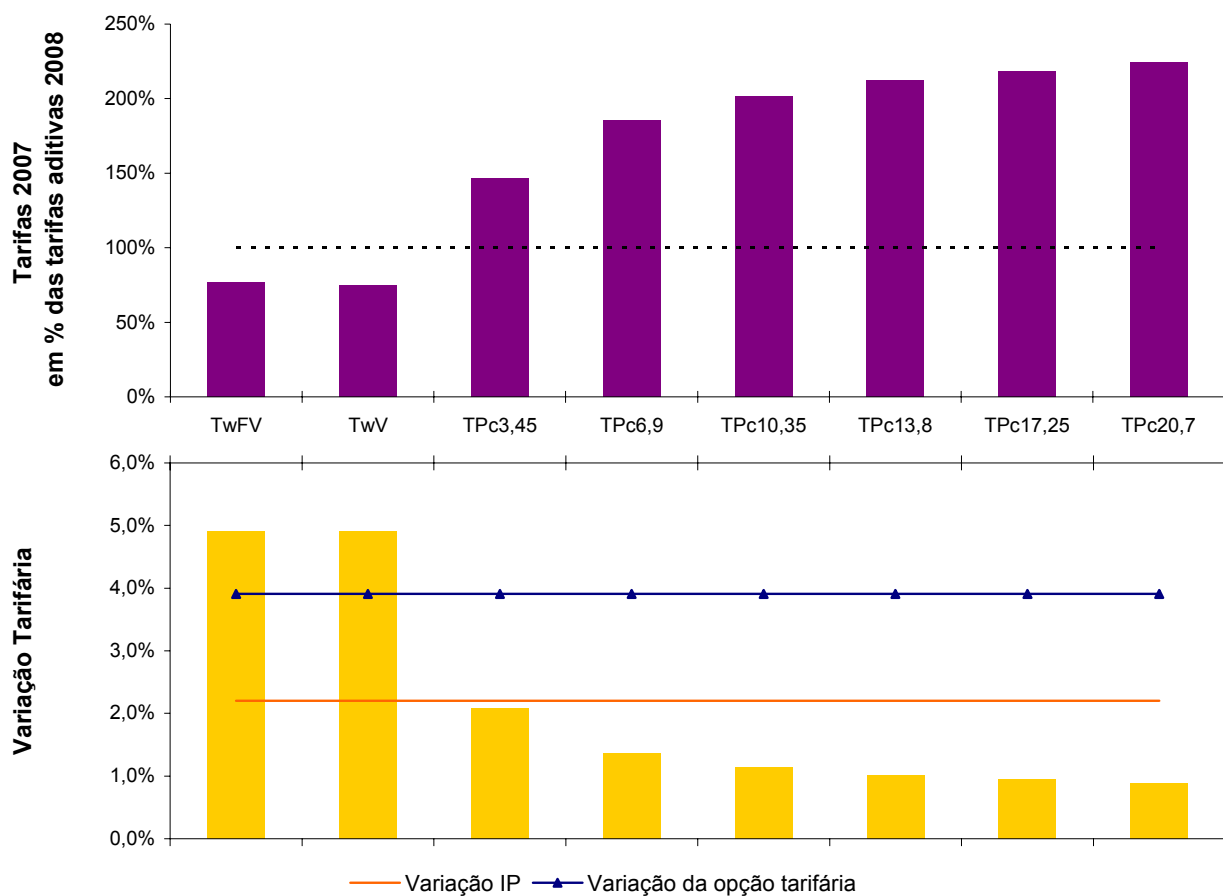
**Figura 5-13 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Tri-horária > 20,7 kVA; Médias Utilizações)**



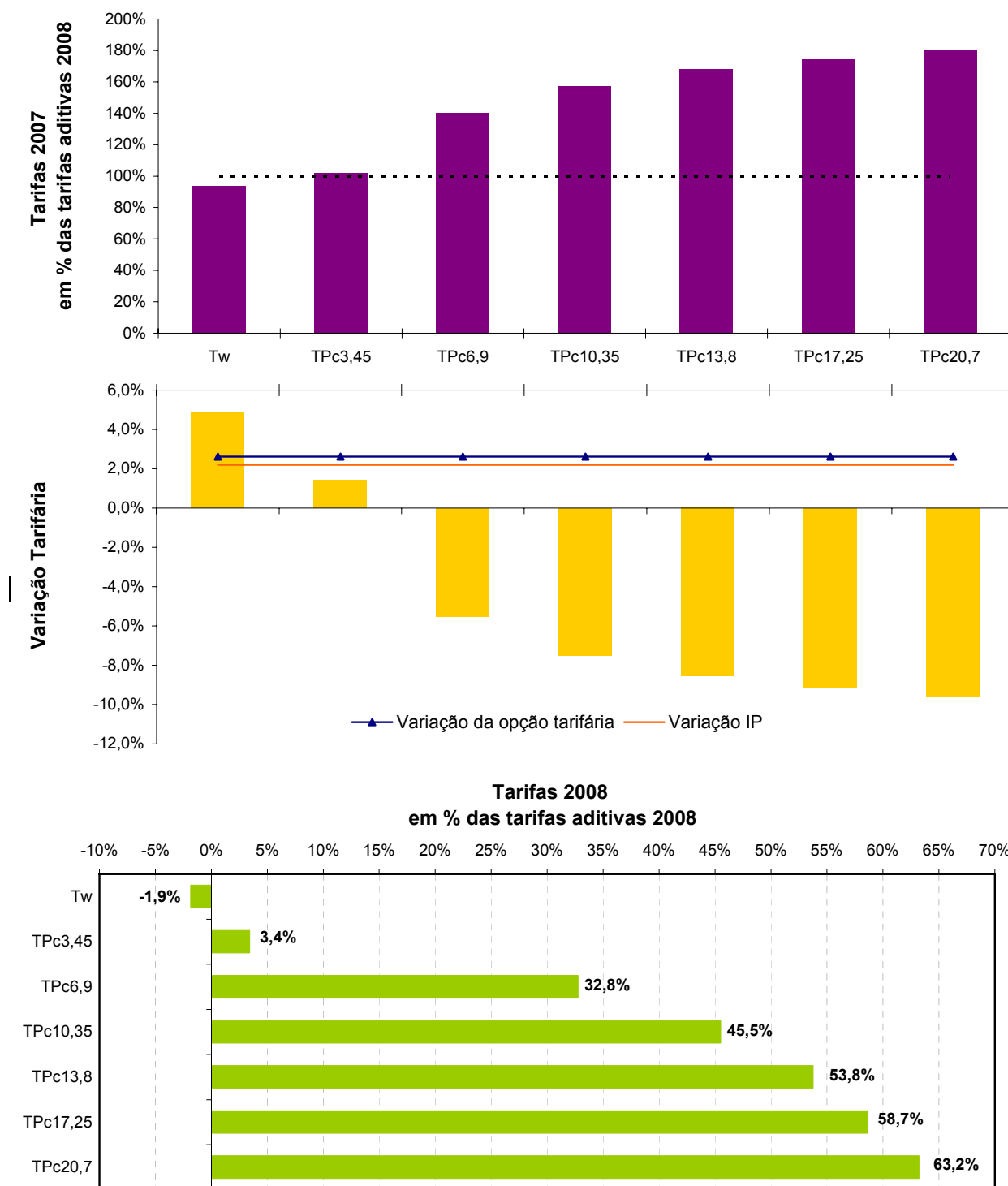
**Figura 5-14 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples > 20,7 kVA)**



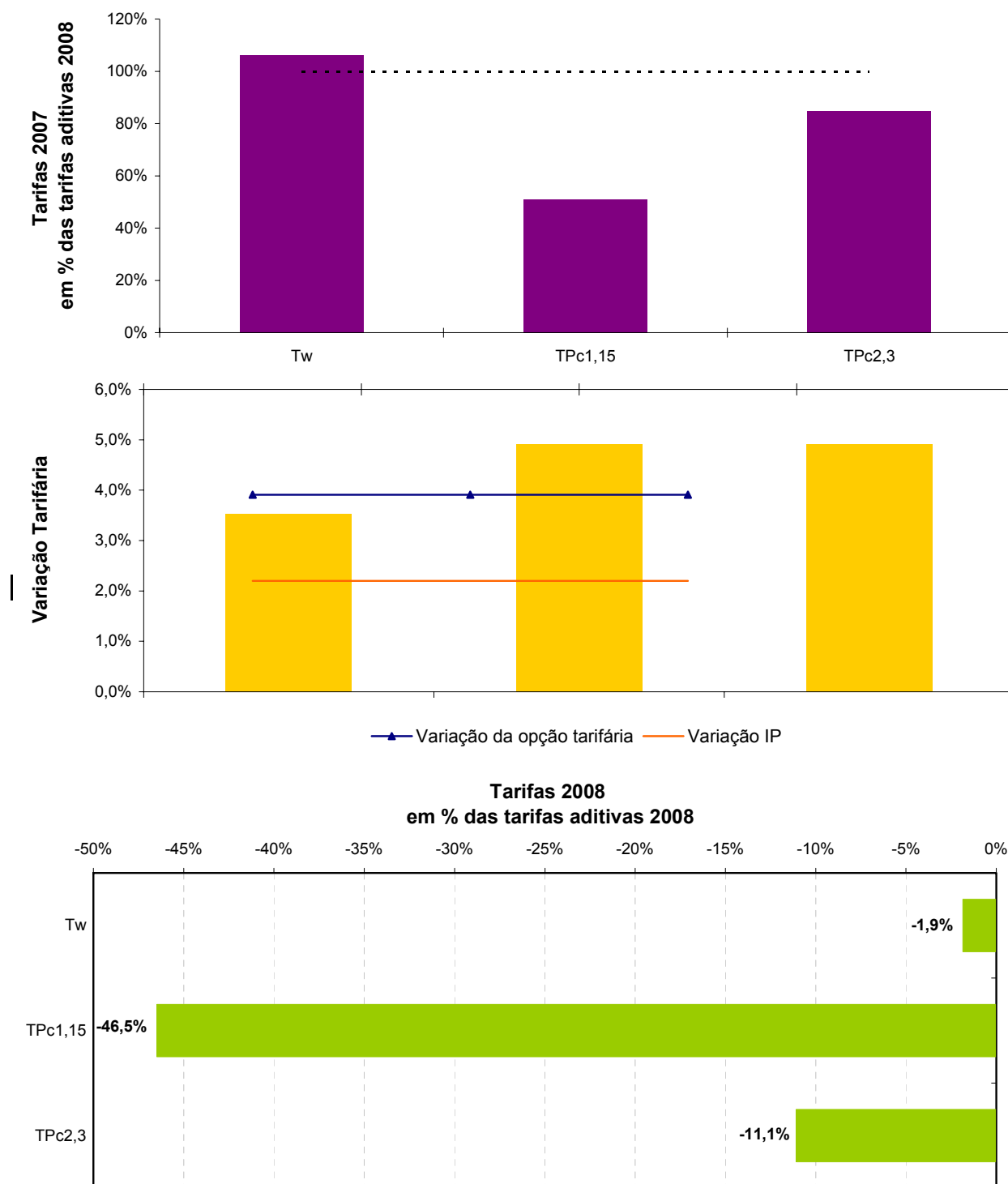
**Figura 5-15 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Bi-horária <= 20,7 kVA)**



**Figura 5-16 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples >2,3 e <= 20,7 kVA)**



**Figura 5-17 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples <= 2,3 kVA)**



Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços, de 2007 para 2008, de todas as opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, obtidas pela aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas.

Quadro 5-2 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2007 para 2008

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	MAT	AT CU	AT MU	AT LU				
	3,91	2,37	3,91	3,91				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	MT CU	MT MU	MT LU					
	1,97	2,47	2,80					
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTE MU	BTE LU	BTN > Simples	BTN > MU	BTN > LU	BTN Sazonal >		
	2,28	2,87	2,48	3,91	3,91	3,91		
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN Sazonal < Simples	BTN Sazonal < Bi-horária	BTN Sazonal < Tri-horária	Iluminação Pública	BTN < Social
	3,91	2,61	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91

Quadro 5-3 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em MAT, AT e MT de 2007 para 2008

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa								Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio					
MAT	3,86	4,91	4,91	4,91	4,38	4,91	4,91	4,91	-2,42	-4,66	4,91	3,05	3,05
AT CU	-0,43	2,17	4,91	4,91	-0,40	2,15	4,91	4,91	0,23	-3,04	4,91	3,05	3,05
AT MU	2,95	4,91	4,91	4,91	2,89	4,91	4,91	4,91	0,87	2,27	4,91	3,05	3,05
AT LU	3,60	4,91	4,91	4,91	3,70	4,91	4,91	4,91	-4,54	-0,47	4,91	3,05	3,05
MT CU	-0,11	1,53	4,91	4,91	-0,10	1,51	4,91	4,91	4,91	0,21	4,91	3,05	3,05
MT MU	0,59	3,96	4,91	4,91	0,33	2,36	4,91	4,91	0,24	1,60	4,91	3,05	3,05
MT LU	-0,17	4,91	4,91	4,91	-0,45	3,49	4,91	4,91	-2,92	2,00	4,91	3,05	3,05

Quadro 5-4 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTE de 2007 para 2008

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE MU	-0,11	1,86	4,91	4,91	4,91	4,91	3,05	3,05
BTE LU	-2,78	4,91	4,91	-3,98	4,91	4,91	3,05	3,05

Quadro 5-5 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2007 para 2008

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > Simples	4,91			1,94	1,94	1,93
BTN > MU	3,59	4,91	4,91	0,68	0,63	0,59
BTN > LU	4,91	4,91	4,91	1,94	1,94	1,93
BTN Sazonal >	1,38	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91

Quadro 5-6 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN <= 20,7 kVA de 2007 para 2008

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Pontas	Cheias	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN< Social	3,63			5,01	5,01								
BTN<=2,3 kVA Simples	3,54			4,91	4,91								
BTN< Simples	4,91					1,44	-2,07	-4,15	-5,53	-7,49	-8,56	-9,12	-9,62
BTN< Bi-horária	4,91		4,91			2,09	1,74	1,51	1,36	1,14	1,02	0,95	0,89
BTN Sazonal< Simples	3,65					4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
BTN Sazonal< Bi-horária	3,28		4,91			4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
BTN Sazonal < Tri-horária	2,09	3,85	4,91			3,81	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
Iluminação Pública	3,91												

5.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada opção tarifária e, por fim, nos preços das diversas variáveis de facturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente. Naturalmente, a existência de tarifas com preços iguais por variável de facturação em Portugal continental e na Região Autónoma conduziria à igualdade de preços por opção tarifária e à do preço médio global da Região Autónoma.

Atendendo a que os preços das tarifas na RAA e na RAM por variável de facturação são diferentes, a aplicação do princípio da convergência tarifária deve ser implementada de forma gradual tendo em conta a necessidade de atenuar os impactes tarifários observados por cada cliente. Importa referir que a obtenção de preços iguais por opção tarifária e por variável de facturação pressupõe uma alteração da estrutura de pagamentos na Região Autónoma entre opções tarifárias e entre clientes de uma mesma opção tarifária que não é isenta de impactes para alguns clientes.

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA resultantes da aplicação dos princípios da aditividade e da convergência de preços são obtidas considerando, globalmente na Região Autónoma e também por opção tarifária, uma convergência de preços para os valores que seriam obtidos pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental aos fornecimentos da região.

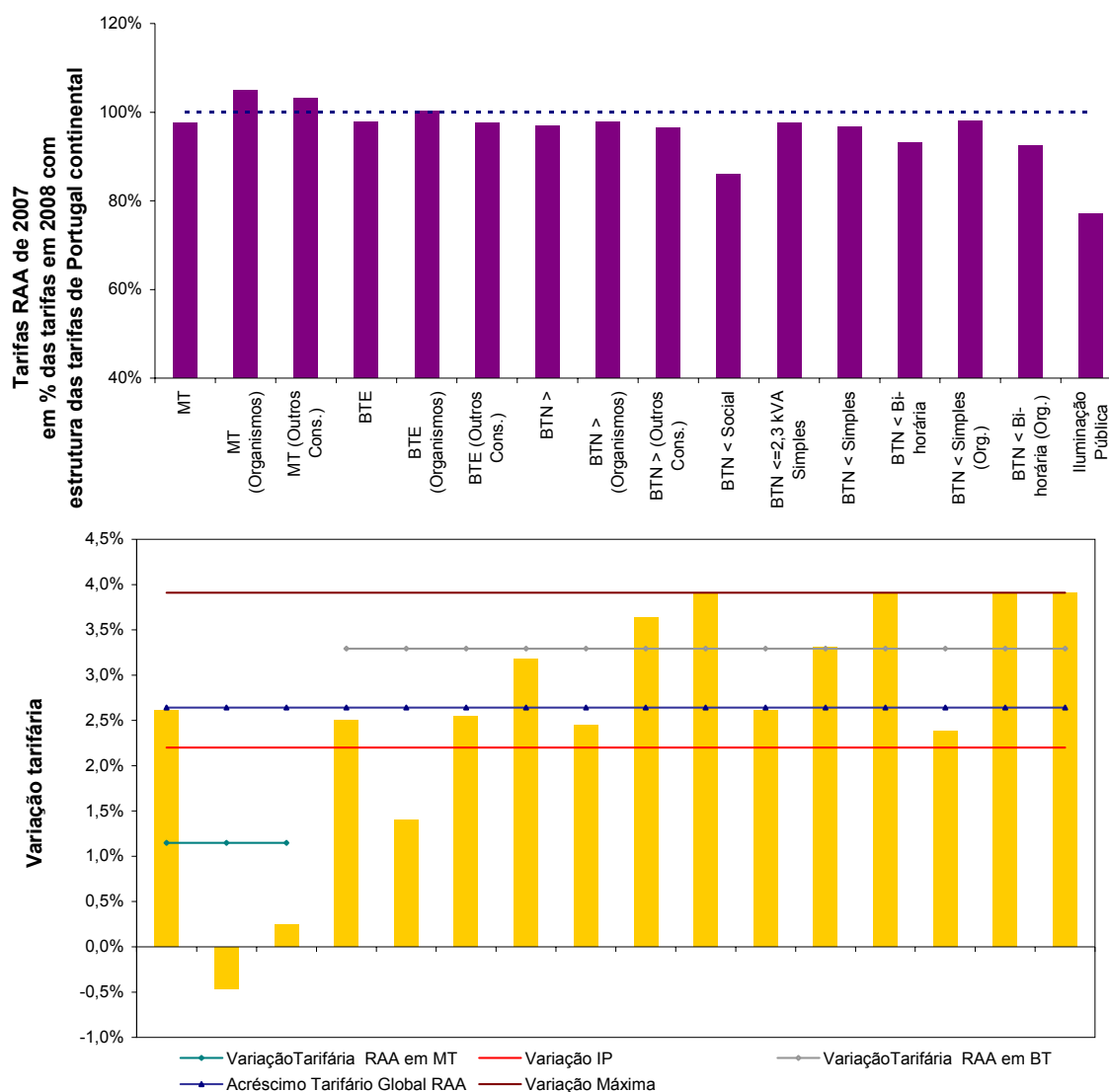
Adicionalmente, e para cada opção tarifária, assegura-se que a estrutura de preços das várias variáveis de facturação convirja para a estrutura de preços das tarifas aditivas. Estes dois processos de convergência encontram-se definidos na Secção VIII do Capítulo V do Regulamento Tarifário, que estabelece uma convergência gradual aplicada aos preços médios por opção tarifária e também aos preços por variável de facturação, por limitação quer dos acréscimos médios em cada opção tarifária, quer dos acréscimos por termo tarifário.

A Figura 5-18 apresenta o processo de convergência por opção tarifária entre as tarifas da RAA e as de Portugal continental. Na parte superior da figura é possível verificar a distância relativa entre as tarifas da RAA de 2007 e as de Portugal continental de 2008, escaladas por forma a obter o nível de proveitos a recuperar pelas TVCF da RAA. A distância relativa à linha dos 100% representa a variação necessária que assegura, em cada opção tarifária, a convergência com as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental. Na parte inferior do gráfico apresentam-se as variações tarifárias aplicadas entre os preços de 2007 e de 2008, tendo em consideração os limitadores máximos de variação.

A determinação de valores para estes limitadores teve em consideração o processo de convergência com Portugal continental. Assim, utilizaram-se na RAA os mesmos limitadores, por opção tarifária e por termo tarifário, que nas tarifas de Portugal continental, 3,95% e 4,95% respectivamente. Não se considerou o limitador em função da variação tarifária global da Região Autónoma, uma vez que este limitaria as variações tarifárias a valores inferiores aos de Portugal continental, prejudicando a convergência na região.

Na figura não se apresentam valores para opções tarifárias que não têm clientes.

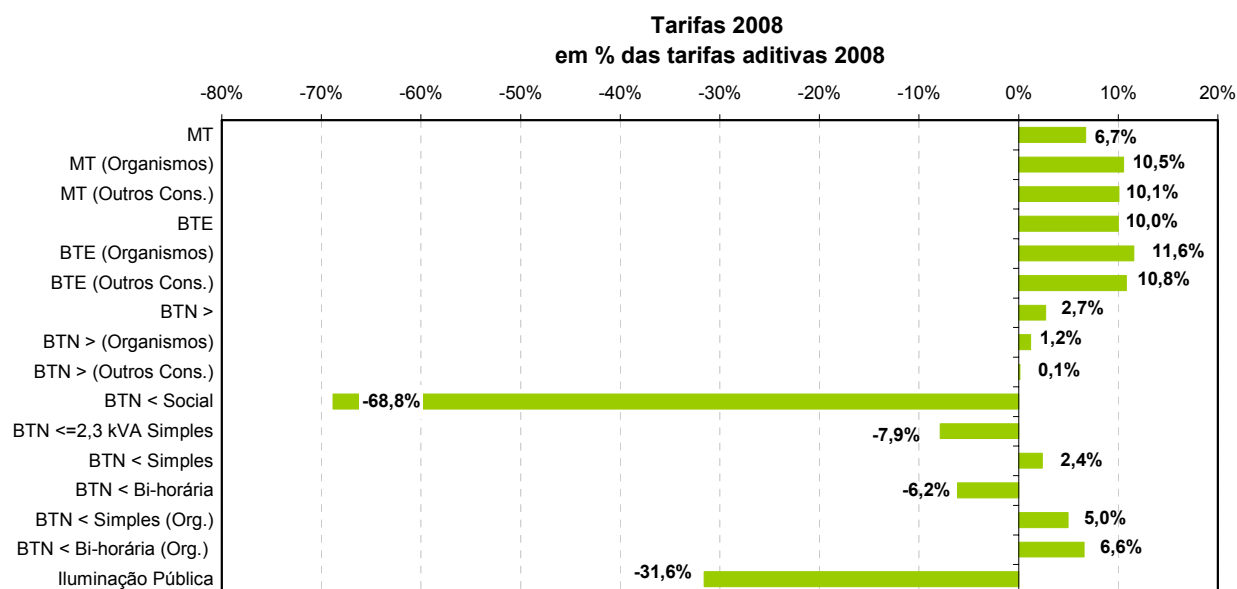
Figura 5-18 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas



Entre as tarifas de 2007 e de 2008 regista-se uma variação tarifária global de 2,53%. Em particular, as tarifas de MT observarão uma subida de 0,95% e as de BT de 3,22%.

Na Figura 5-19 é apresentado o diferencial percentual das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em 2008 em relação às tarifas aditivas para 2008, por opção tarifária. A figura revela a diferença percentual remanescente das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em 2008 para a aditividade tarifária.

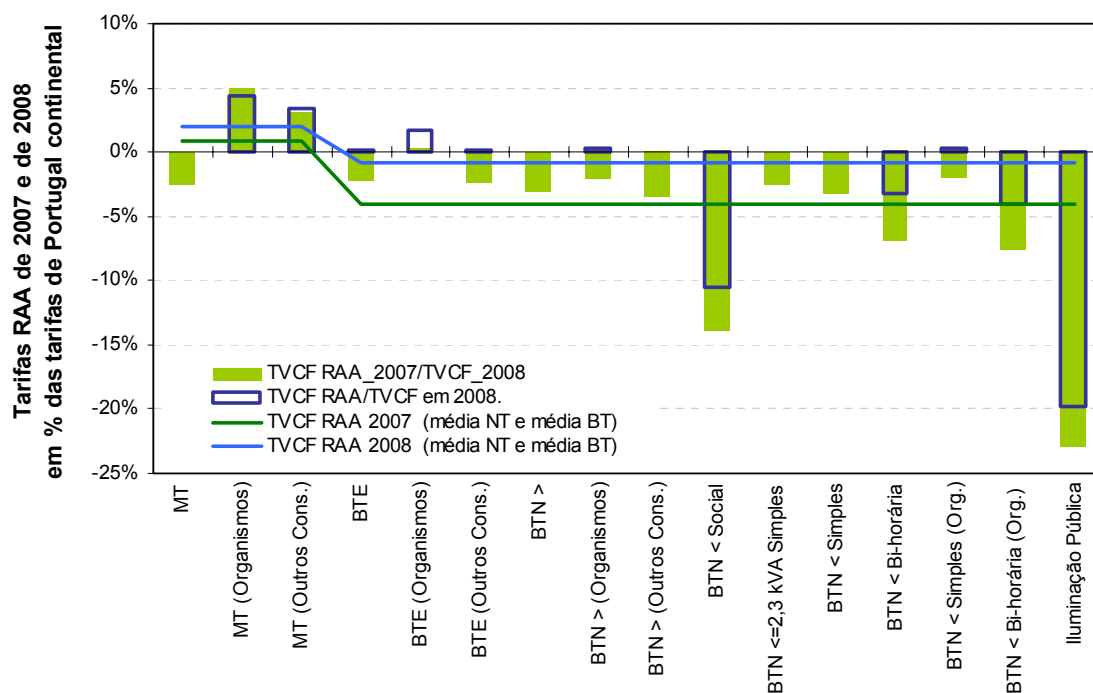
Figura 5-19 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para as tarifas aditivas em 2008



A Figura 5-20 permite analisar a convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma para as tarifas de Portugal continental, tendo em conta a evolução tarifária de 2007 para 2008 e as limitações à convergência impostas no cálculo tarifário. O processo tem em consideração, por um lado, o princípio da convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas aplicado a cada opção tarifária e, por outro lado, em cada opção tarifária a evolução da estrutura de preços para a estrutura de preços das tarifas aditivas.

Regista-se uma acentuada convergência em todas as opções tarifárias com os valores de Portugal continental. Em particular, nas opções de MT e BTE a convergência é substancialmente melhorada.

Figura 5-20 - Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para as tarifas de Venda Clientes Finais de Portugal continental, por opção tarifária



Da Figura 5-21 à Figura 5-28 são apresentados os valores resultantes do mecanismo de convergência para tarifas aditivas nas opções tarifárias da RAA mais relevantes de cada nível de tensão.

O gráfico superior de cada figura permite comparar, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA de 2007, com a estrutura dos preços das tarifas aditivas de 2008, escaladas para obter as receitas por opção tarifária de acordo com o anteriormente determinado. Quando o valor é de 100% tal significa que o preço desse termo tarifário, em 2007, coincide com o valor resultante da adição das tarifas por actividade de 2008, escaladas de forma a obter a variação do preço médio em cada opção tarifária apresentado na Figura 5-18.

O gráfico intermédio de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2007 e 2008, variação que depende da posição relativa apresentada no gráfico superior e do limite máximo de variação considerado.

O gráfico inferior de cada figura indica a distância a que cada preço se encontra, em 2008, do respectivo valor aditivo.

Tal como em Portugal continental a variação máxima por preço é superior em 1% à variação máxima por opção tarifária estabelecida para o respectivo nível de tensão, o que permite obter alguma variação diferenciada por preço em todas as opções tarifárias da RAA.

Nas opções tarifárias onde não existem quantidades não se aplica o mecanismo de limitação de impactes resultantes da convergência para tarifas aditivas. Não havendo consumos nem clientes não há impactes a limitar, assim os preços a vigorar são os que resultam da aplicação de tarifas aditivas.

Figura 5-21 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT na RAA

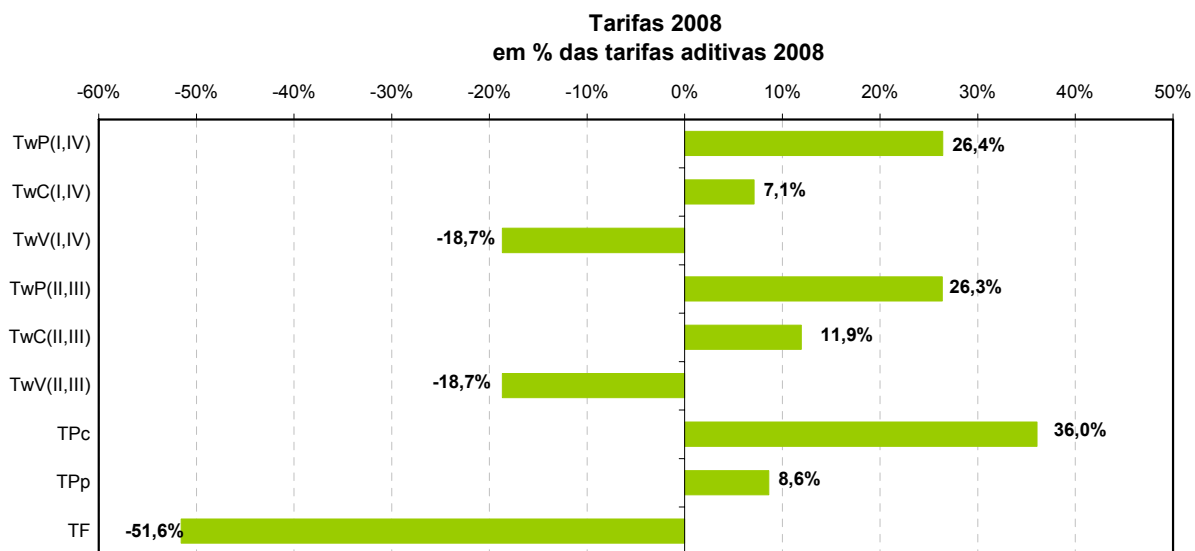
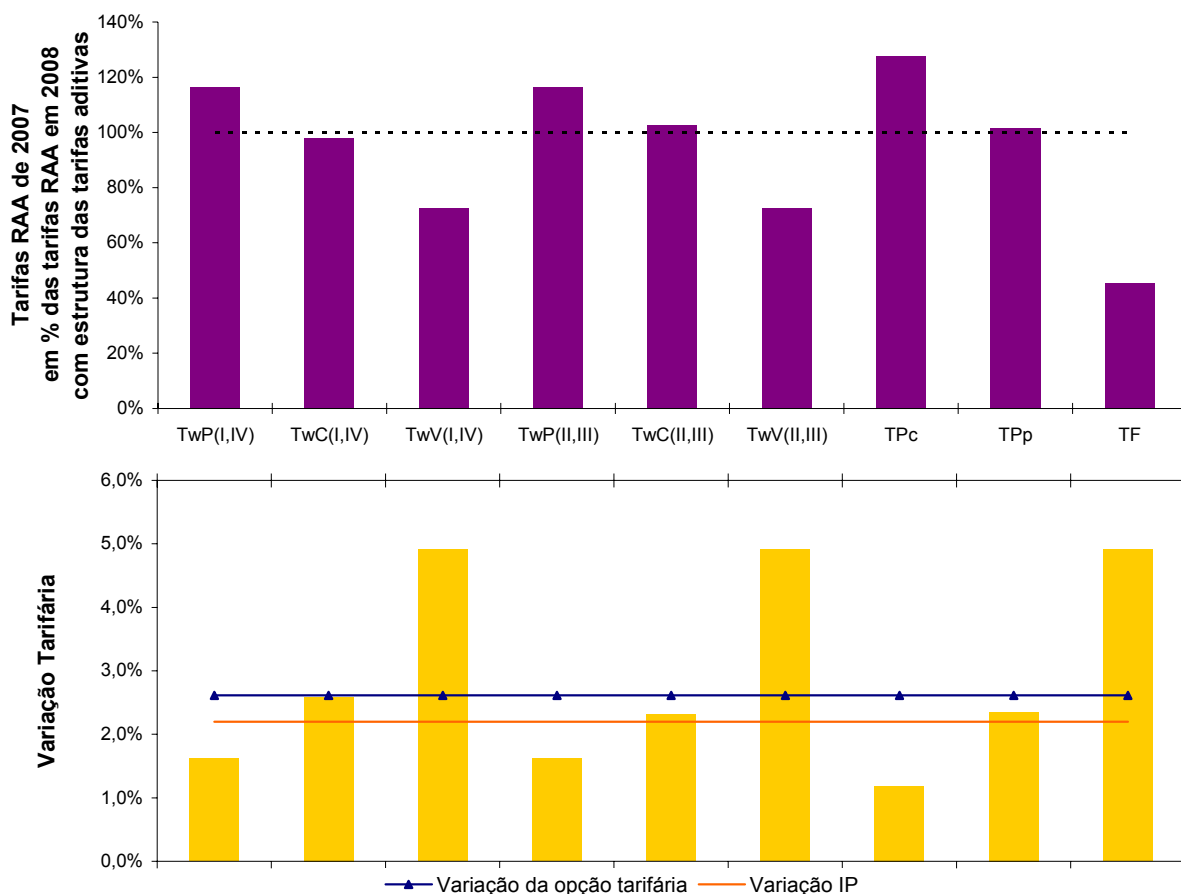


Figura 5-22 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT (Organismos) na RAA

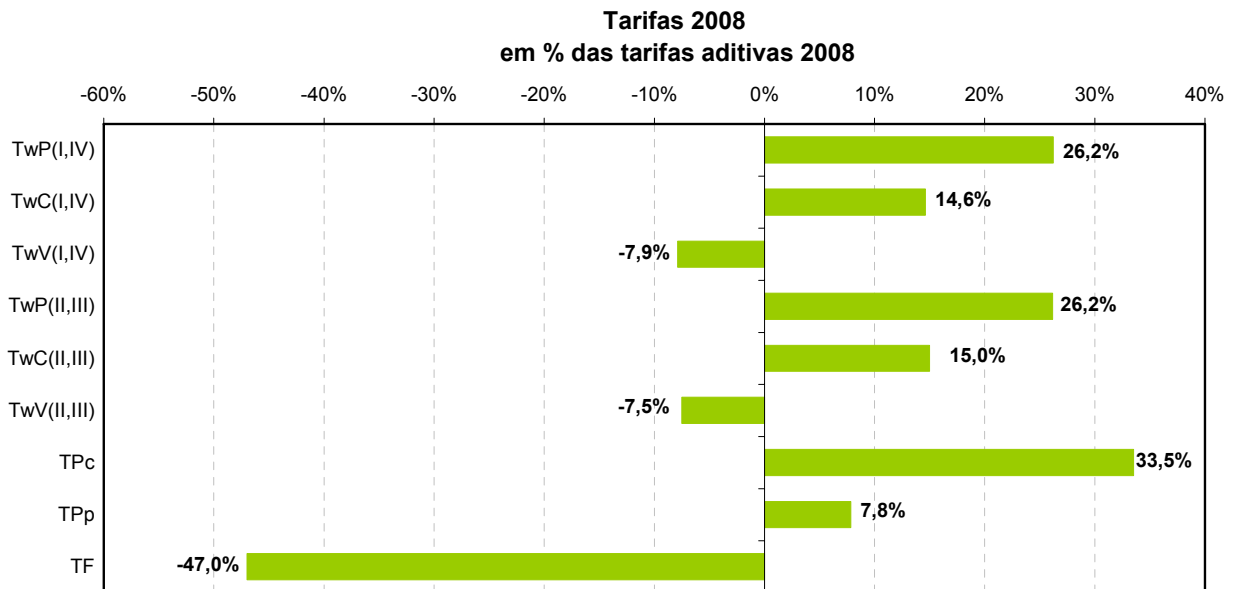
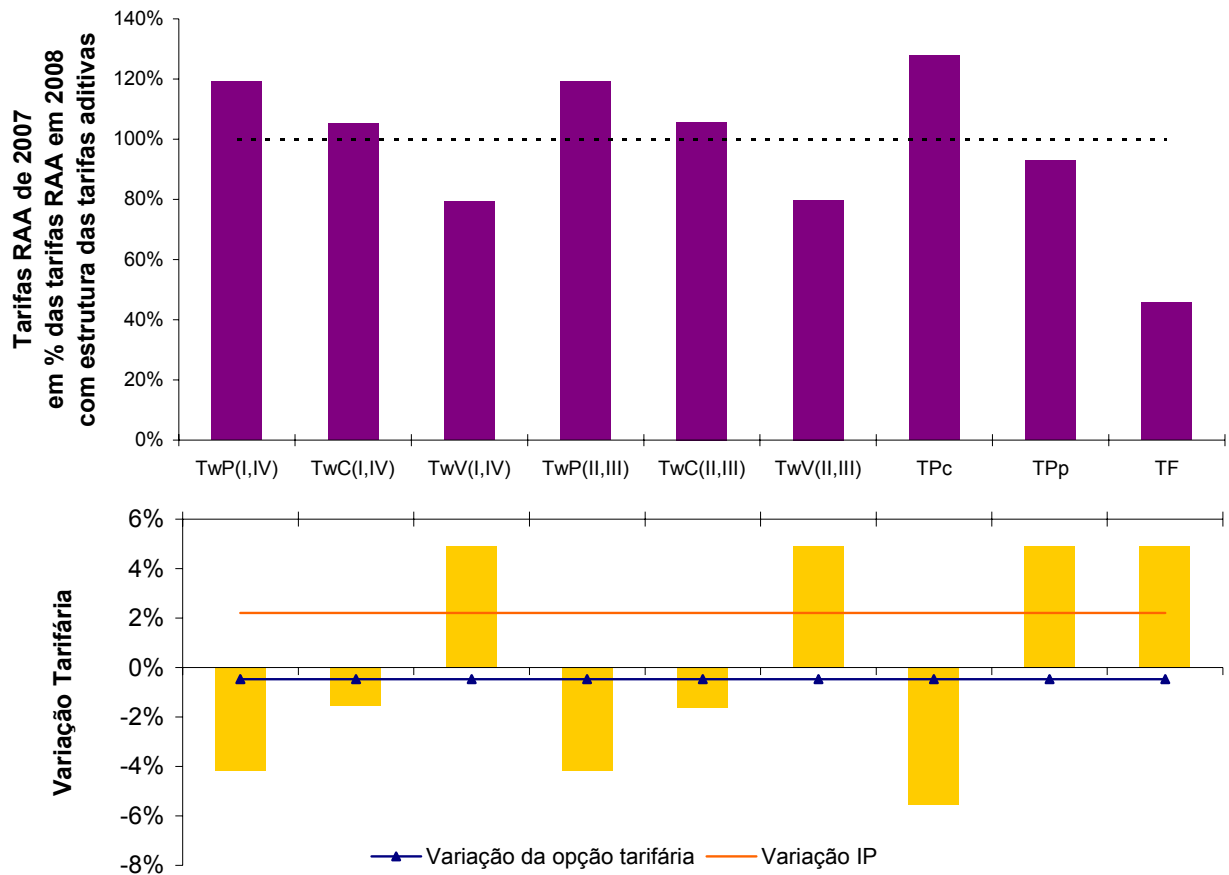


Figura 5-23 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA

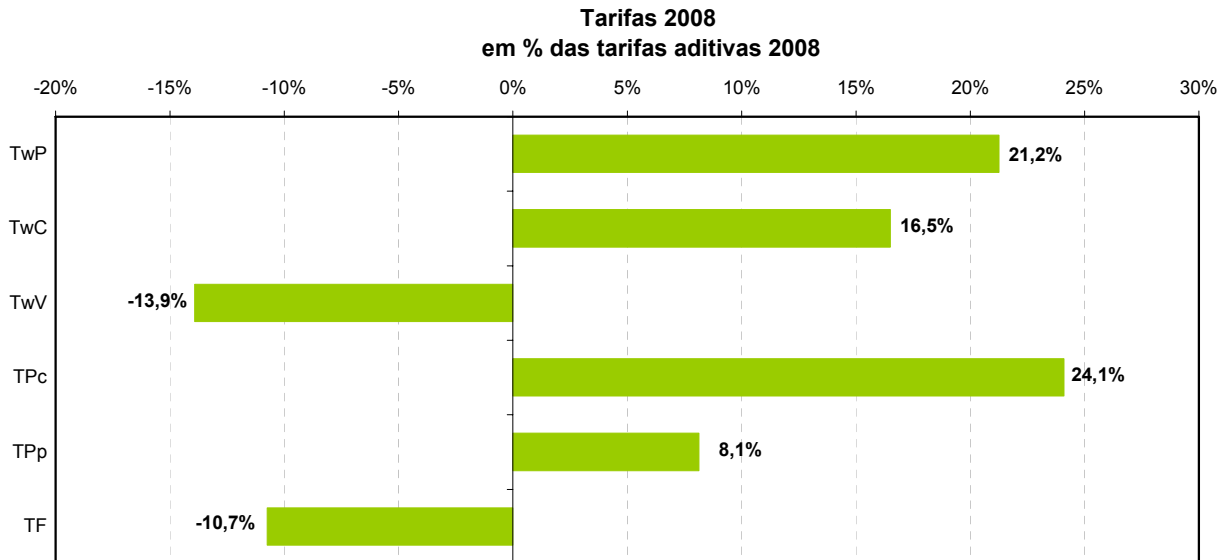
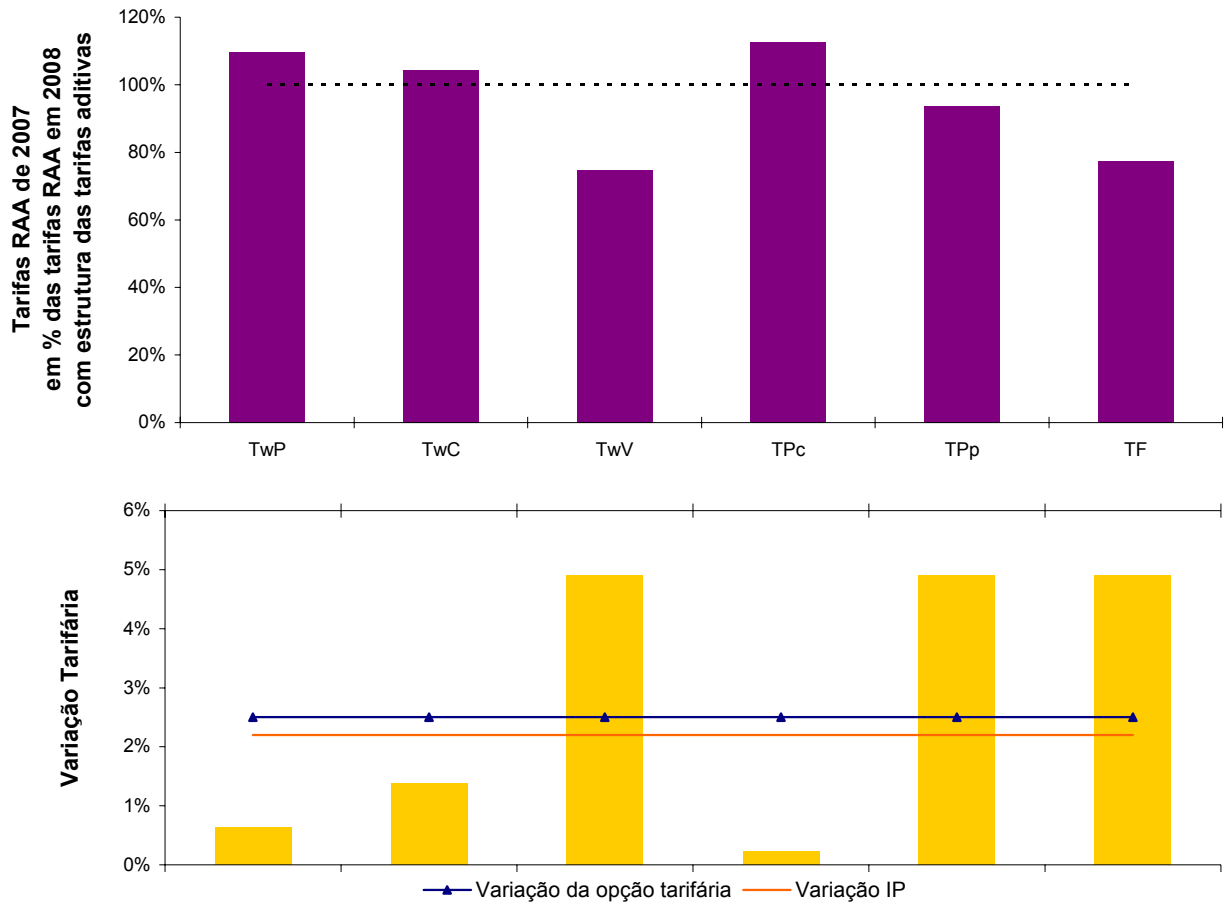
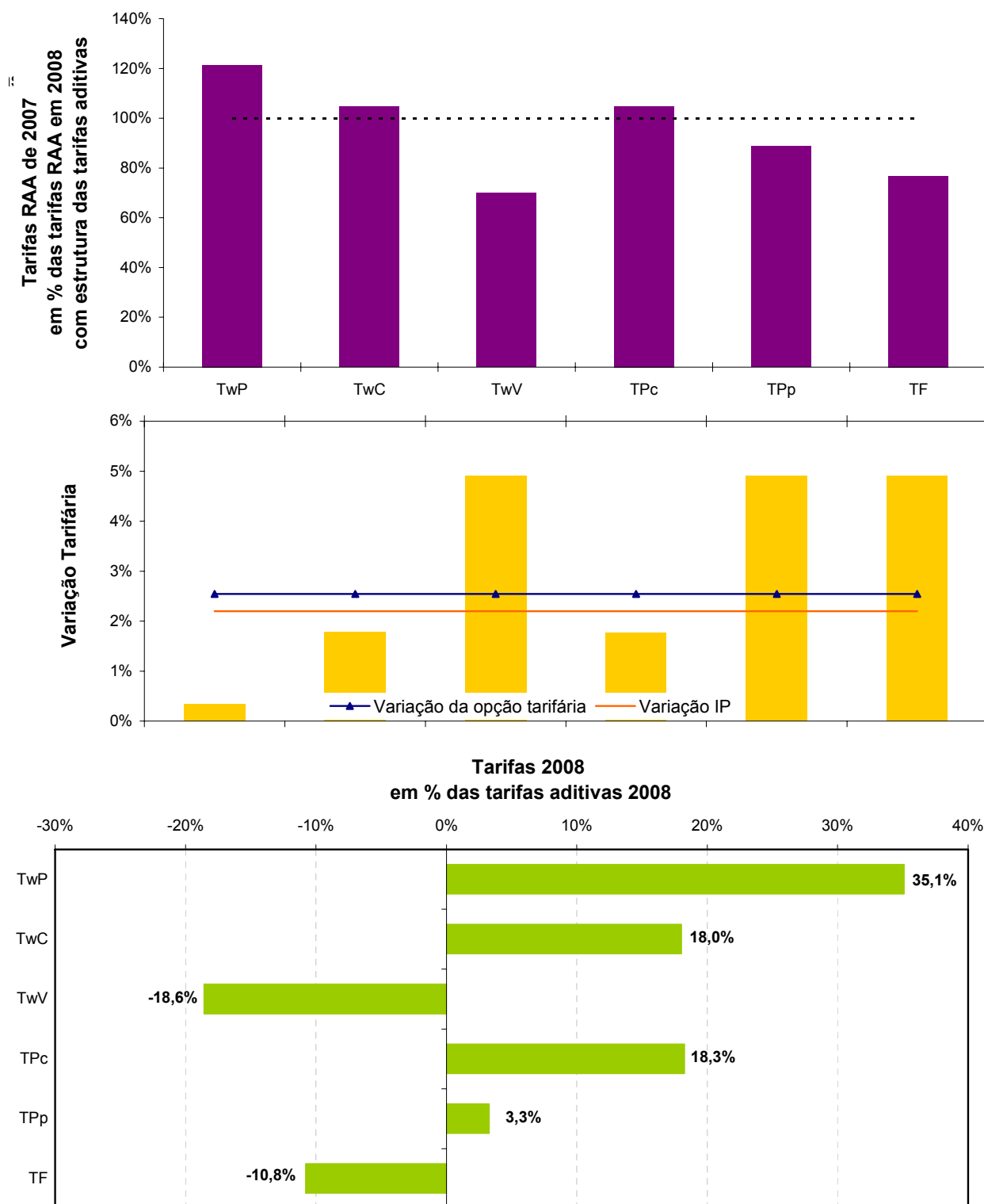
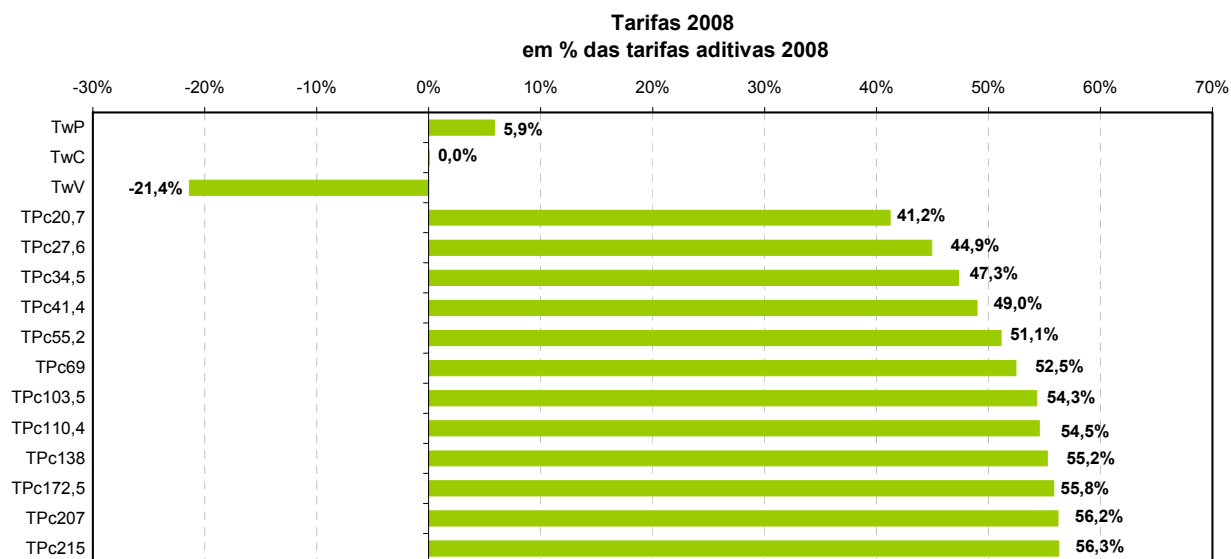
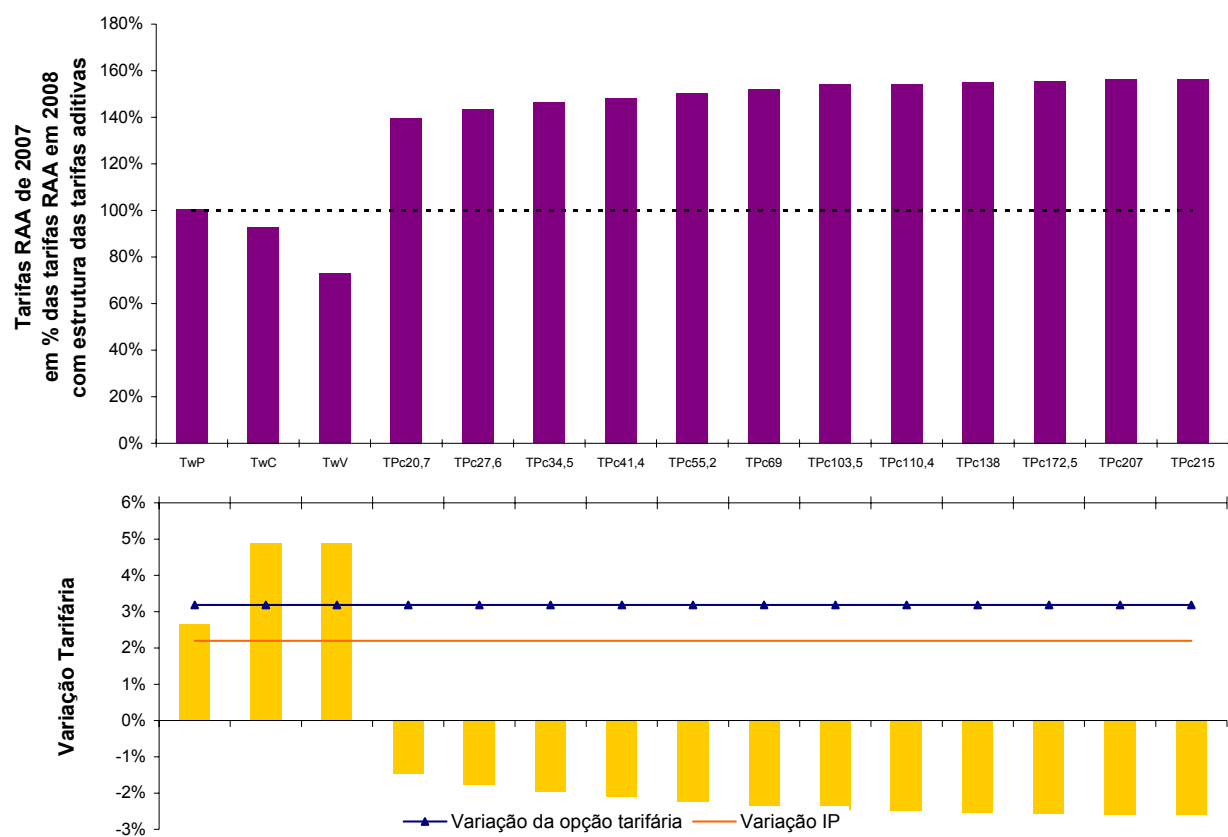


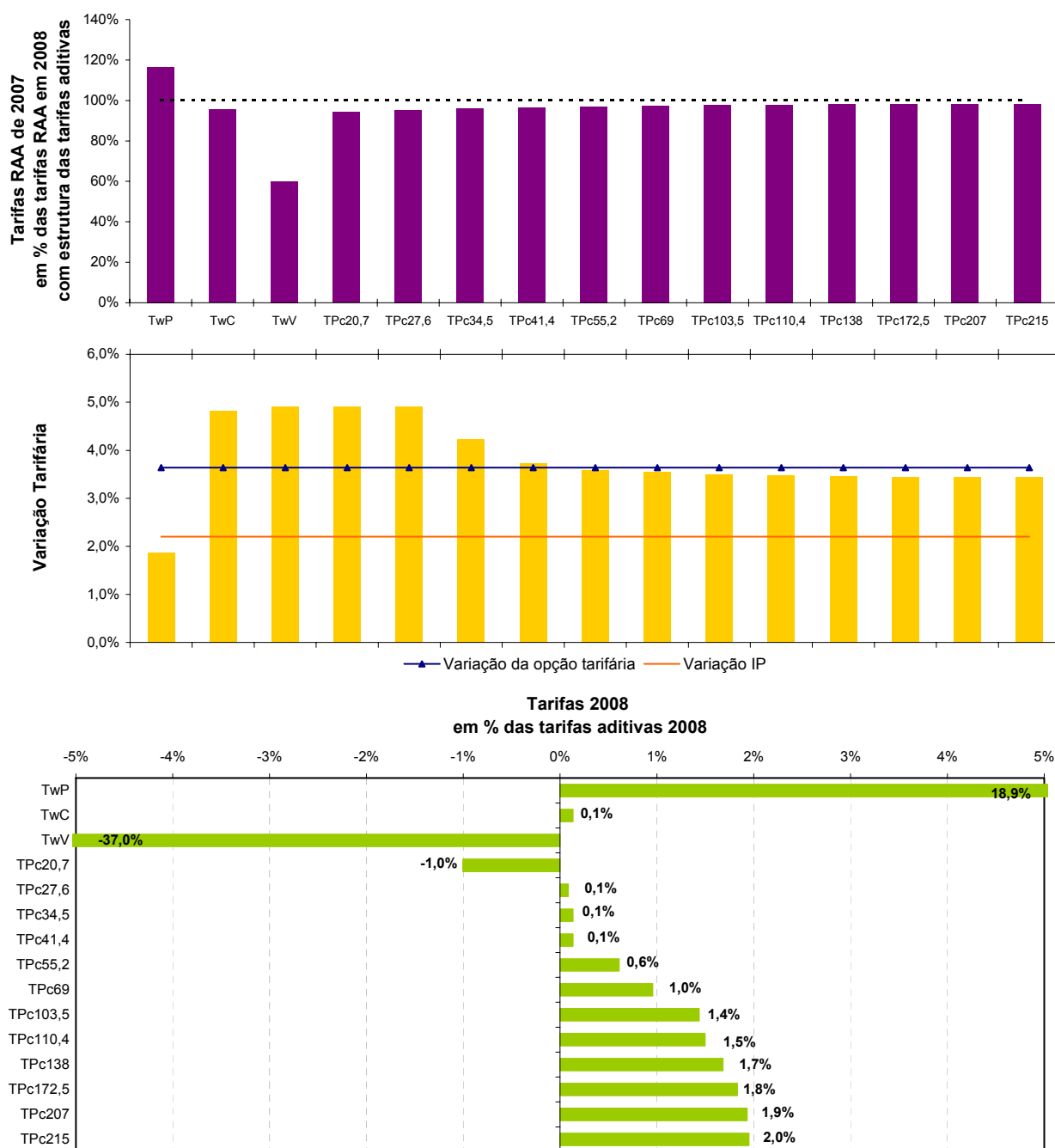
Figura 5-24 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE (Outros consumidores) na RAA



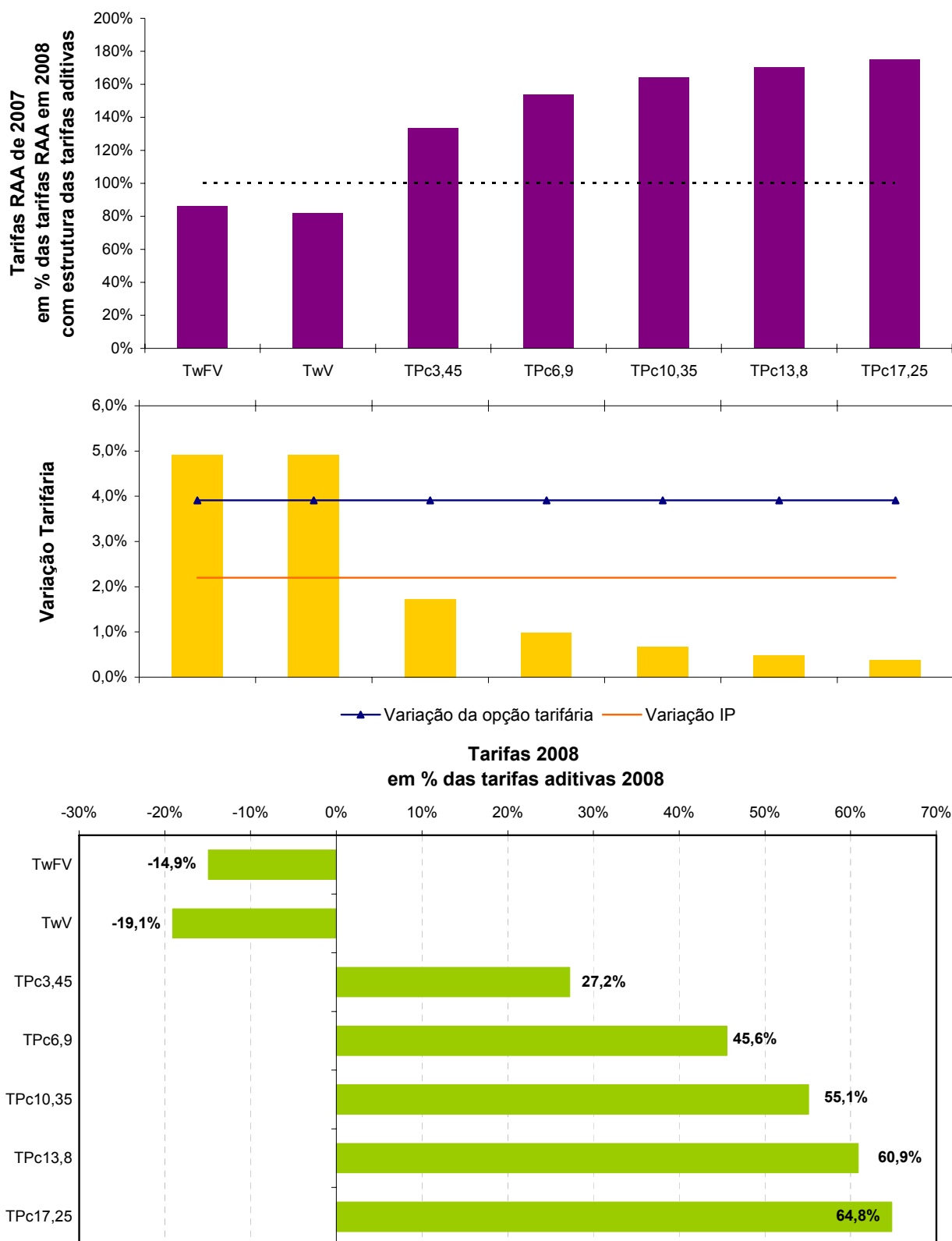
**Figura 5-25 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Tri-horária > 17,25 kVA) na RAA**



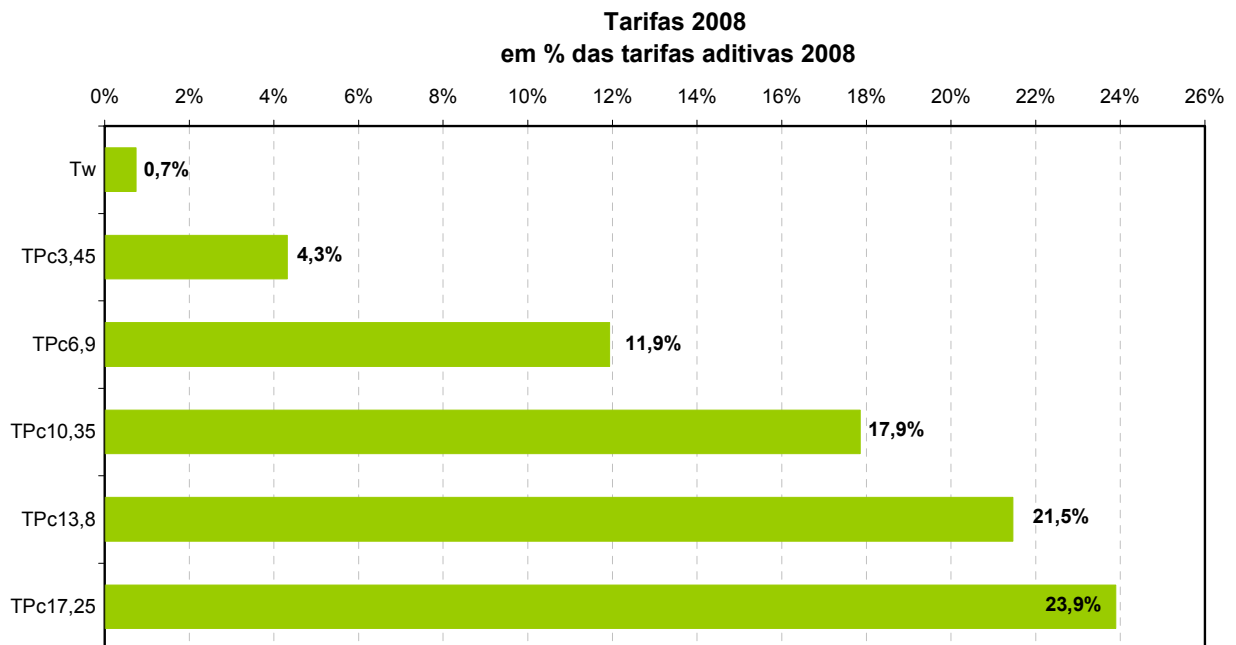
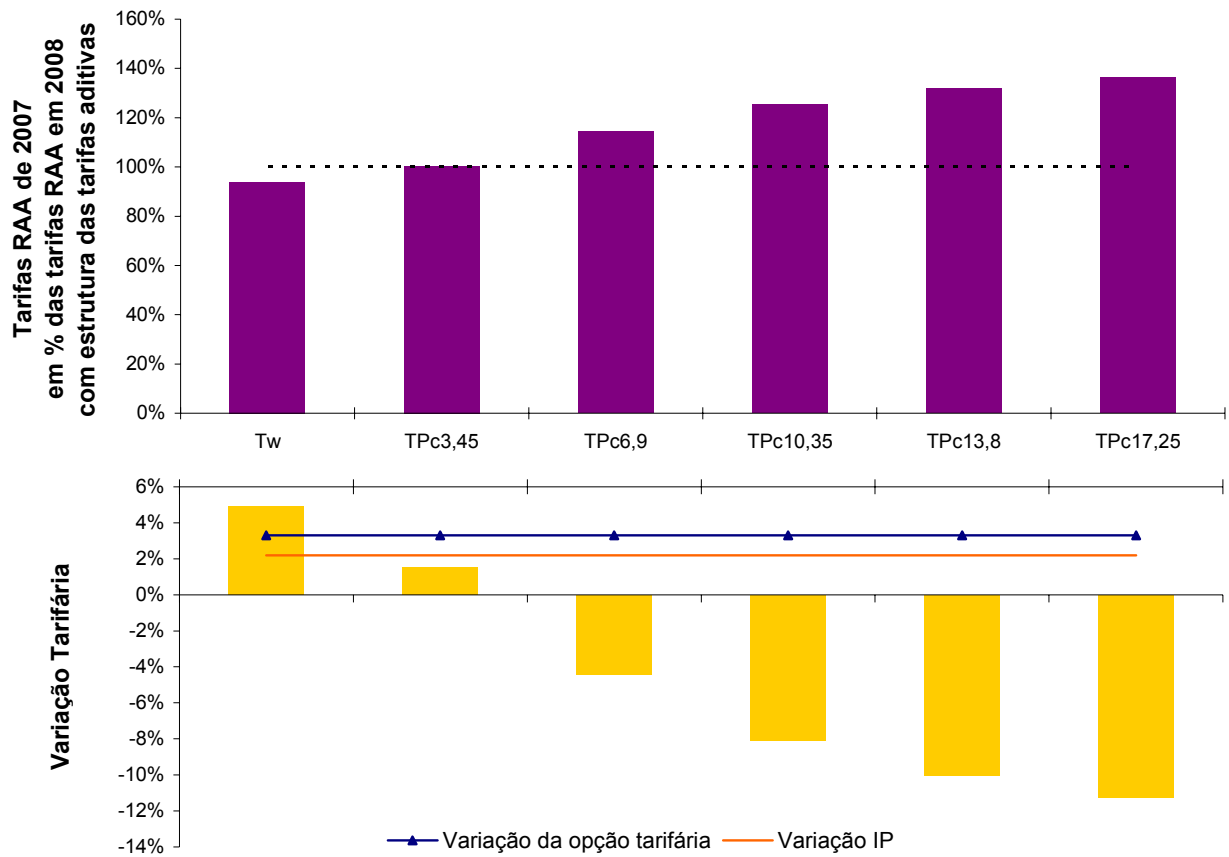
**Figura 5-26 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Outros consumidores > 17,25 kVA) na RAA**



**Figura 5-27 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Bi-Horária ≤ 17,25 kVA) na RAA**



**Figura 5-28 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples ≤ 17,25 kVA) na RAA**



Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços, de todas as opções tarifárias da RAA, de 2007 para 2008, obtidas pela aplicação do mecanismo de convergência e aditividade tarifária. Nas opções tarifárias onde não existem quantidades, logo não havendo a preocupação de limitação de impactes tarifários, observam-se variações tarifárias associadas com a aplicação das tarifas aditivas.

Quadro 5-7 - Variações médias nas opções tarifárias na RAA de 2007 para 2008

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	MT	MT (Organismos)	MT (Outros Cons.)					
	2,61	-0,46	0,25					
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTE	BTE (Organismos)	BTE (Outros Cons.)	BTN >	BTN > (Organismos)	BTN > (Outros Cons.)		
	2,50	1,41	2,54	3,18	2,44	3,64		
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Simples (Org.)	BTN < Bi-horária (Org.)	Iluminação Pública	BTN < Social	
	2,61	3,31	3,91	2,38	3,91	3,91	3,91	

Quadro 5-8 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT em 2008 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa						Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV			Período II e III			Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio					
MT	1,62	2,59	4,91	1,62	2,31	4,91	1,18	2,36	4,91	4,91	4,91
MT organismos	-4,18	-1,56	4,91	-4,17	-1,65	4,91	-5,54	4,91	4,91	-4,22	4,91
MT outros consumidores	-2,74	-0,67	4,91	-2,66	-0,76	4,91	-3,45	4,91	4,91	-3,08	4,91

Quadro 5-9 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2008 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE	0,64	1,38	4,91	0,23	4,91	4,91	1,46	4,91
BTE organismos	-2,76	0,02	4,91	4,48	4,91	4,91	0,62	4,91
BTE outros consumidores	0,35	1,79	4,91	1,77	4,91	4,91	1,25	4,91

Quadro 5-10 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA em 2008 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA											
	Ponta	Cheias	Vazio	20,7	27,6	34,5	41,4	55,2	69	103,5	110,4	138	172,5	207	215
BTN > 17,25 kVA	2,65	4,91	4,91	-1,48	-1,78	-1,96	-2,09	-2,25	-2,34	-2,47	-2,49	-2,54	-2,57	-2,60	-2,61
BTN > 17,25 kVA organismos	1,64	2,21	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
BTN > 17,25 kVA outros consumidores	1,87	4,83	4,91	4,91	4,91	4,23	3,73	3,58	3,54	3,49	3,48	3,46	3,45	3,44	3,43
BTN Sazonal > 17,25 kVA	11,71			11,54	11,69	11,78	11,84								

Quadro 5-11 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA em 2008 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa		Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA					
	Fora de Vazio	Vazio	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25
BTN ≤ 17,25 kVA Social	3,40		4,91					
BTN ≤ 2,3 kVA Simples	2,06		4,91					
BTN ≤ 17,25 kVA Simples	4,91			1,52	-4,41	-8,10	-10,05	-11,26
BTN ≤ 17,25 kVA Bi-horária	4,91	4,91		1,73	0,98	0,66	0,49	0,38
BTN ≤ 17,25 kVA Simples organismos	4,91			2,49	-5,29	-10,39	-13,14	-14,87
BTN ≤ 17,25 kVA Bi-horária organismos	4,91	4,91		2,80	2,17	1,89	1,73	1,62
BTN Sazonal ≤ 17,25 kVA	-4,22			10,01	10,71	11,07	11,29	11,44
Iluminação Pública			3,91					

5.4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada opção tarifária e, por fim, nos preços das diversas variáveis de facturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente. Naturalmente, a existência de tarifas com preços iguais por

variável de facturação em Portugal continental e na Região Autónoma conduziria à igualdade de preços por opção tarifária e à do preço médio global da Região Autónoma.

Atendendo a que os preços das tarifas na RAA e na RAM por variável de facturação são diferentes, a aplicação do princípio da convergência tarifária deve ser implementada de forma gradual tendo em conta a necessidade de atenuar os impactes tarifários observados por cada cliente. Importa referir que a obtenção de preços iguais por opção tarifária e por variável de facturação pressupõe uma alteração da estrutura de pagamentos na Região Autónoma entre opções tarifárias e entre clientes de uma mesma opção tarifária que não é isenta de impactes para alguns clientes.

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM resultantes da aplicação dos princípios da aditividade e da convergência de preços são obtidas considerando, globalmente na Região Autónoma e também por opção tarifária, uma convergência de preços para os valores que seriam obtidos pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental aos fornecimentos da região.

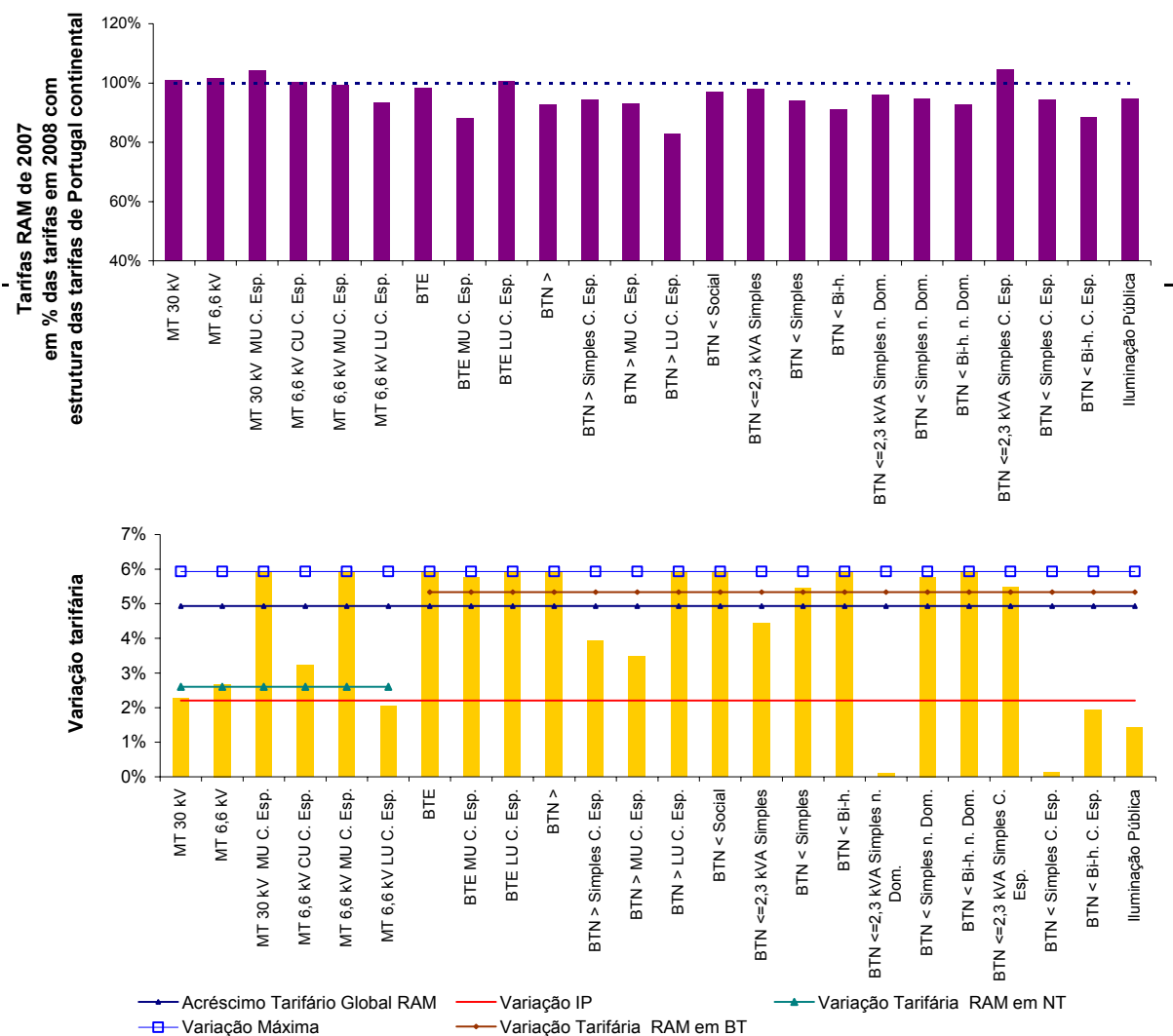
Adicionalmente, e para cada opção tarifária, assegura-se que a estrutura de preços das várias variáveis de facturação convirja para a estrutura de preços das tarifas aditivas. Estes dois processos de convergência encontram-se definidos na Secção VIII do Capítulo V do Regulamento Tarifário, que estabelece uma convergência gradual aplicada aos preços médios por opção tarifária e também aos preços por variável de facturação, por limitação quer dos acréscimos médios em cada opção tarifária, quer dos acréscimos por termo tarifário.

A Figura 5-29 apresenta o processo de convergência por opção tarifária entre as tarifas da RAM e as de Portugal continental. Na parte superior da figura é possível verificar a distância relativa entre as tarifas da RAA de 2007 e as de Portugal continental de 2008, escaladas por forma a obter o nível de proveitos a recuperar pelas TVCF da RAM. A distância relativa à linha dos 100% representa a variação necessária que assegura, em cada opção tarifária, a convergência com as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental. Na parte inferior do gráfico apresentam-se as variações tarifárias aplicadas entre os preços de 2007 e de 2008, tendo em consideração os limitadores máximos de variação.

A determinação de valores para estes limitadores teve em consideração o processo de convergência com Portugal continental. Assim, utilizaram-se na RAM os mesmos limitadores, por opção tarifária e por termo tarifário, que nas tarifas de Portugal continental, 1% por opção tarifária acima da variação tarifária global e mais 1% por termo tarifário dentro de cada opção tarifária.

Na figura não se apresentam valores para opções tarifárias que não têm clientes.

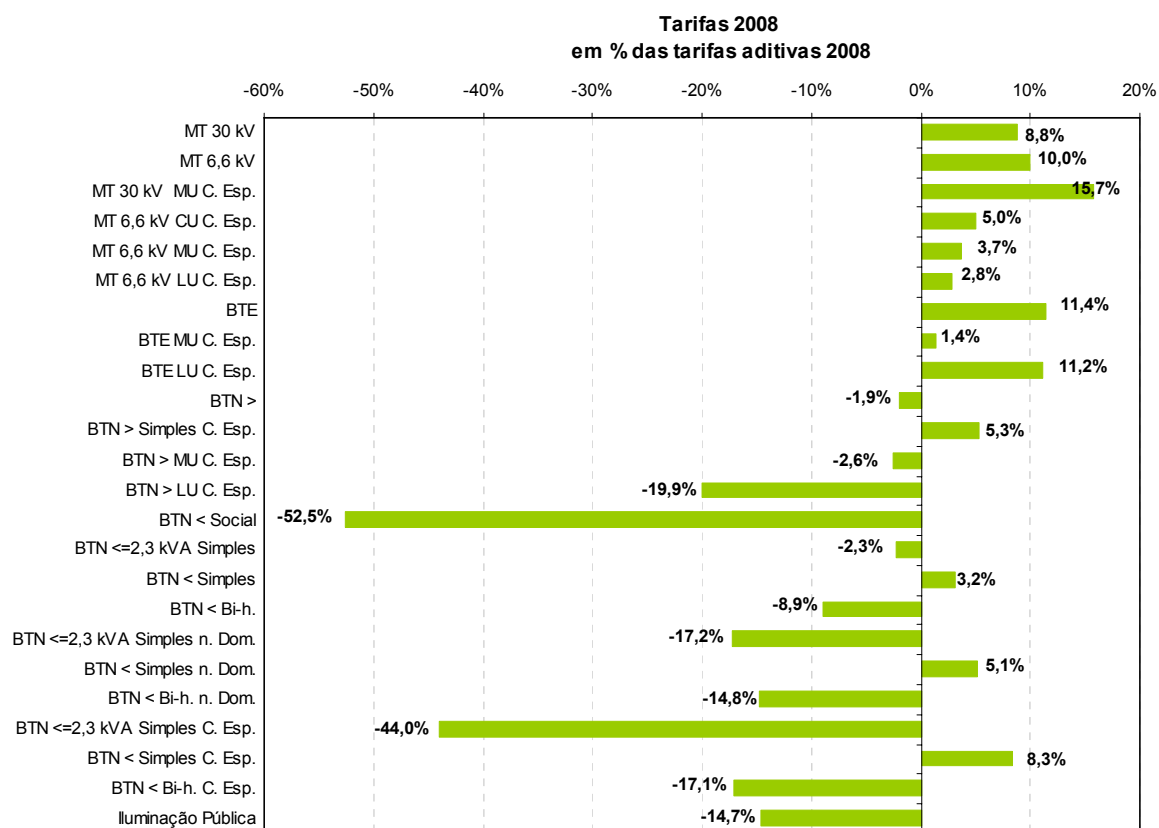
Figura 5-29 - Variações tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM resultantes da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas



Entre as tarifas de 2007 e de 2008 regista-se um aumento tarifário global de 4,98%. Por nível de tensão, as variações são 2,64% em MT e 5,38% em BT.

Na Figura 5-30 é apresentado o diferencial percentual das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em 2008 em relação às tarifas aditivas para 2008, por opção tarifária. A figura revela a diferença percentual remanescente das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em 2008 para a aditividade tarifária.

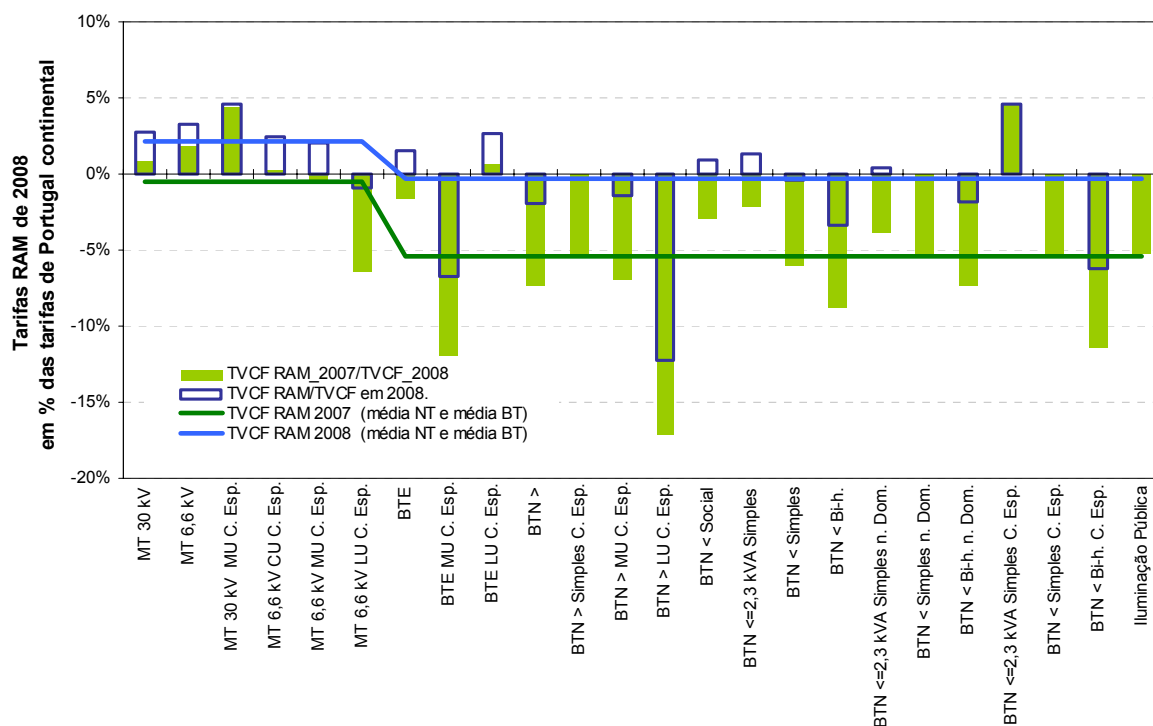
Figura 5-30 - Distância das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas aditivas em 2008



A Figura 5-31 permite analisar a convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma para as tarifas de Portugal continental, tendo em conta a evolução tarifária de 2007 para 2008 e as limitações à convergência impostas no cálculo tarifário. O processo tem em consideração, por um lado, o princípio da convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas aplicado a cada opção tarifária e, por outro lado, em cada opção tarifária a evolução da estrutura de preços para a estrutura de preços das tarifas aditivas.

A convergência tarifária entre a RAM e o continente está praticamente concluída. Persiste algum potencial de descida dos preços em MT face aos do continente, em contraste com as opções tarifárias de BT.

Figura 5-31 - Análise da convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para as tarifas de Venda Clientes Finais de Portugal continental, por opção tarifária



Da Figura 5-32 à Figura 5-38 são apresentados os valores resultantes do mecanismo de convergência para tarifas aditivas nas opções tarifárias da RAM mais relevantes de cada nível de tensão.

O gráfico superior de cada figura permite comparar, para cada opção tarifária, a estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM de 2007, com a estrutura dos preços das tarifas aditivas de 2008, escaladas para obter as receitas por opção tarifária de acordo com o anteriormente determinado. Quando o valor é de 100% tal significa que o preço desse termo tarifário, em 2007, coincide com o valor resultante da adição das tarifas por actividade de 2008, escaladas de forma a obter a variação do preço médio em cada opção tarifária apresentado na Figura 5-29.

O gráfico intermédio de cada figura indica a variação tarifária de cada termo entre 2007 e 2008, variação que depende da posição relativa apresentada no gráfico superior e do limite máximo de variação considerado. O gráfico inferior de cada figura indica a distancia que cada preço de encontra, em 2008, do respectivo valor aditivo.

Tal como em Portugal continental a variação máxima por preço é superior em 1% à variação máxima por opção tarifária estabelecida para o respectivo nível de tensão, o que permite obter alguma variação diferenciada por preço em todas as opções tarifárias da RAM.

Nas opções tarifárias onde não existem quantidades não se aplica o mecanismo de limitação de impactes resultantes da convergência para tarifas aditivas. Não havendo consumos nem clientes não há impactes a limitar, assim os preços a vigorar são os que resultam da aplicação de tarifas aditivas.

Figura 5-32 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT 6,6 kV na RAM

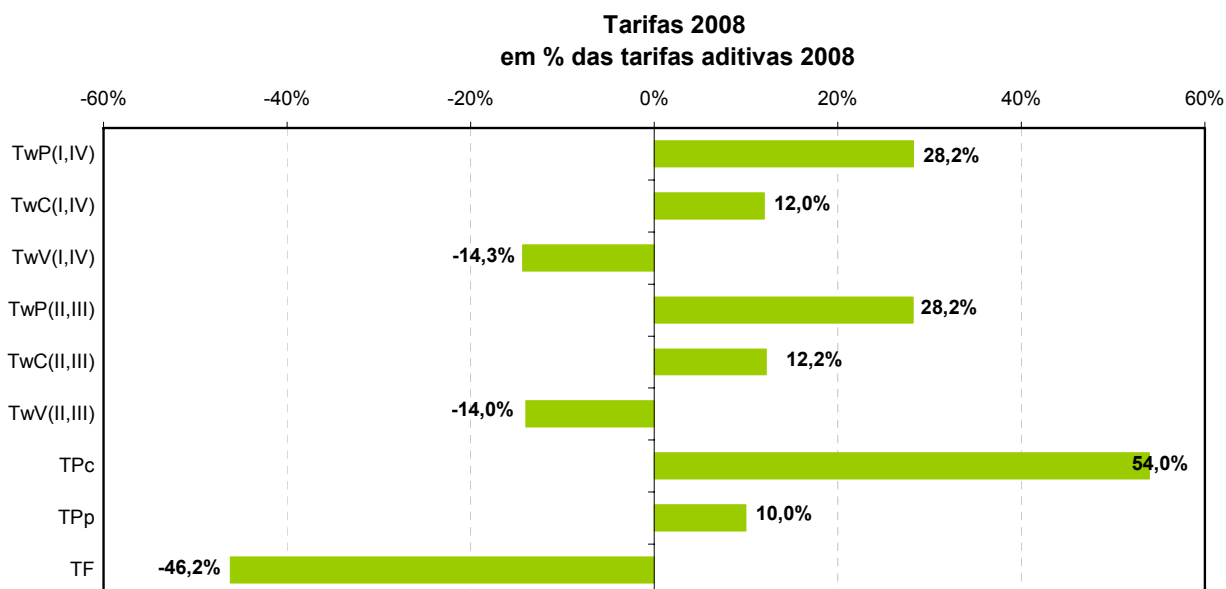
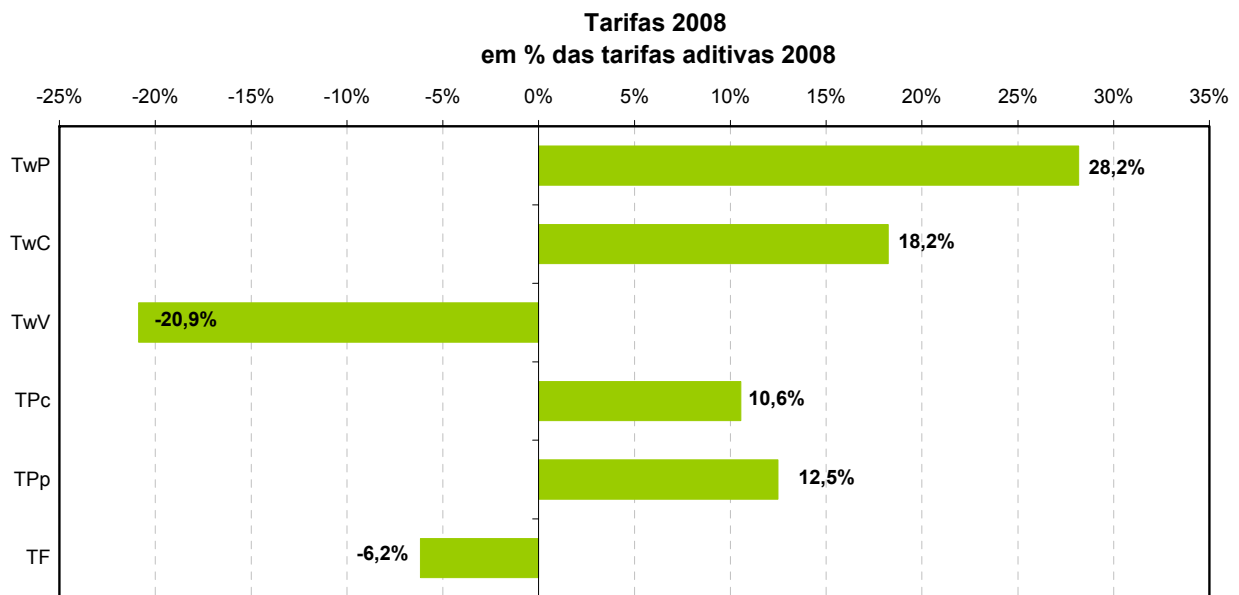
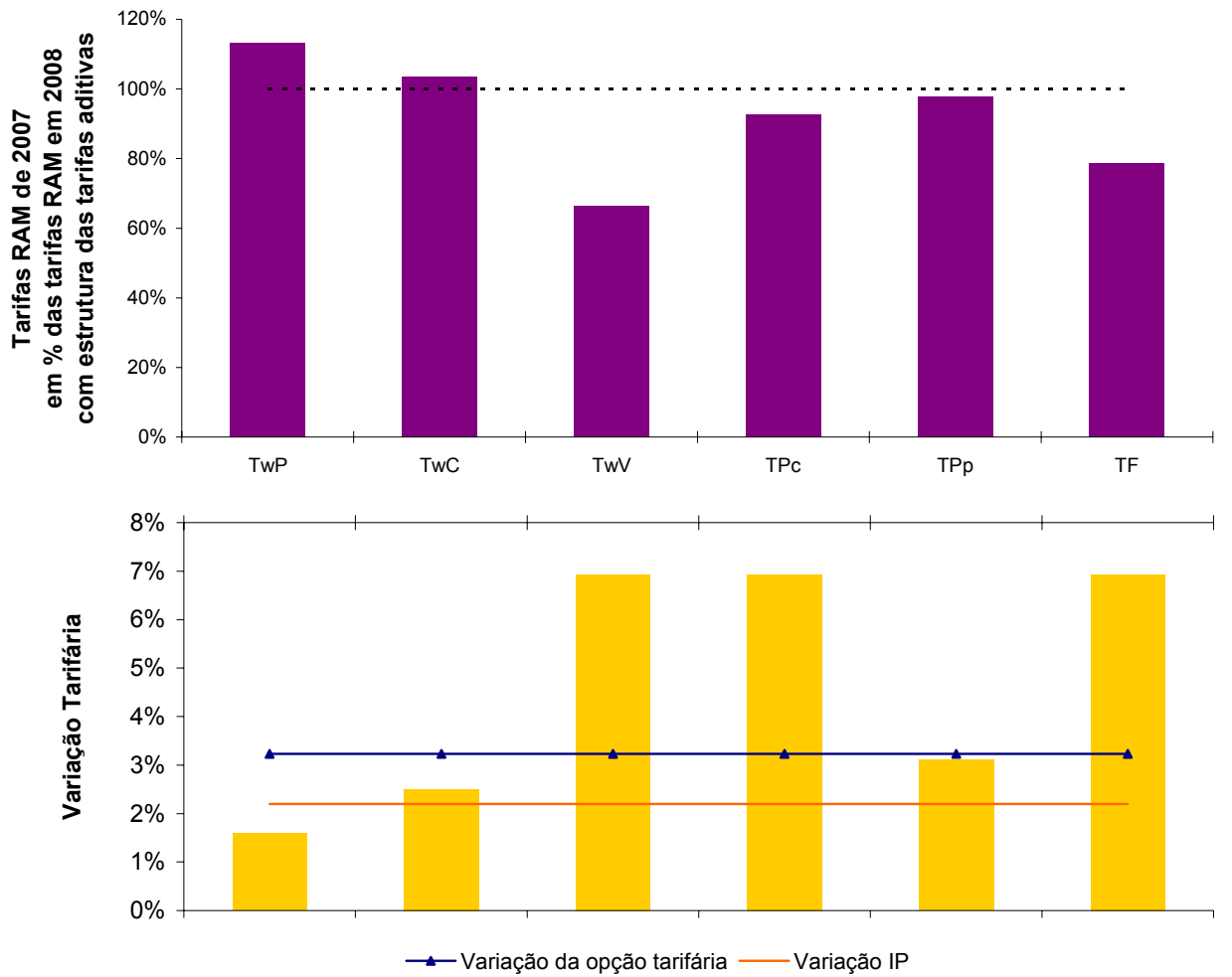
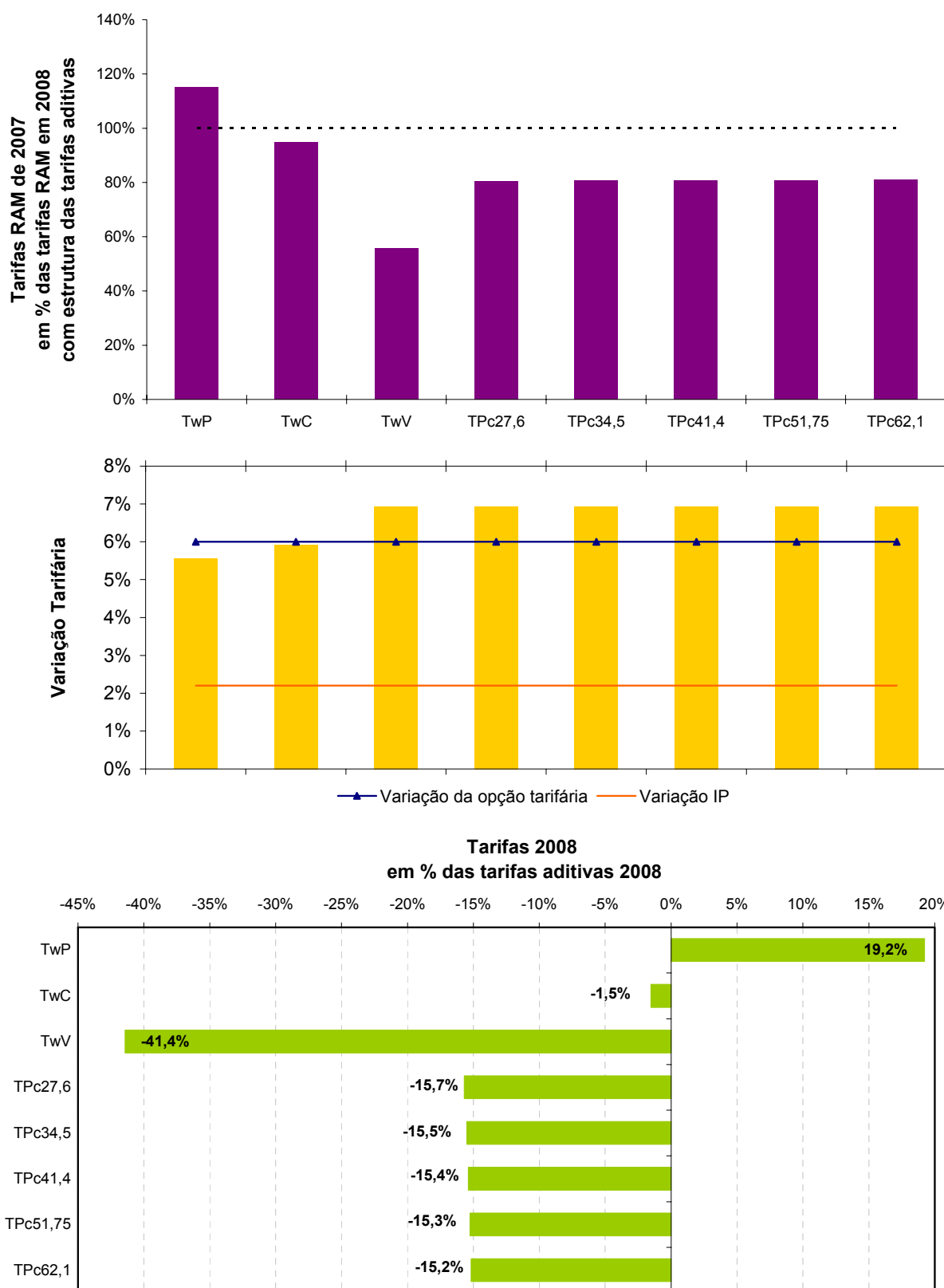


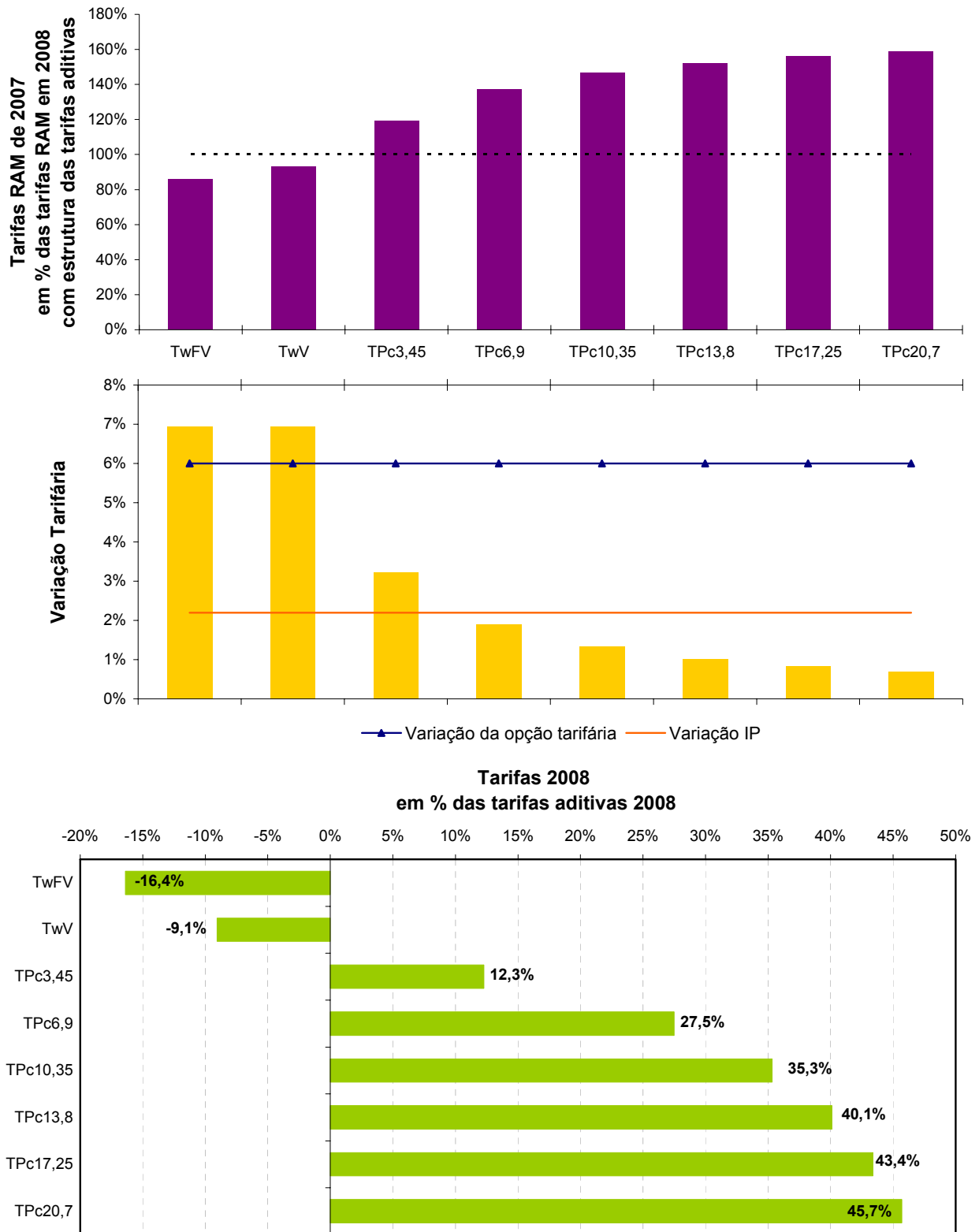
Figura 5-33 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM



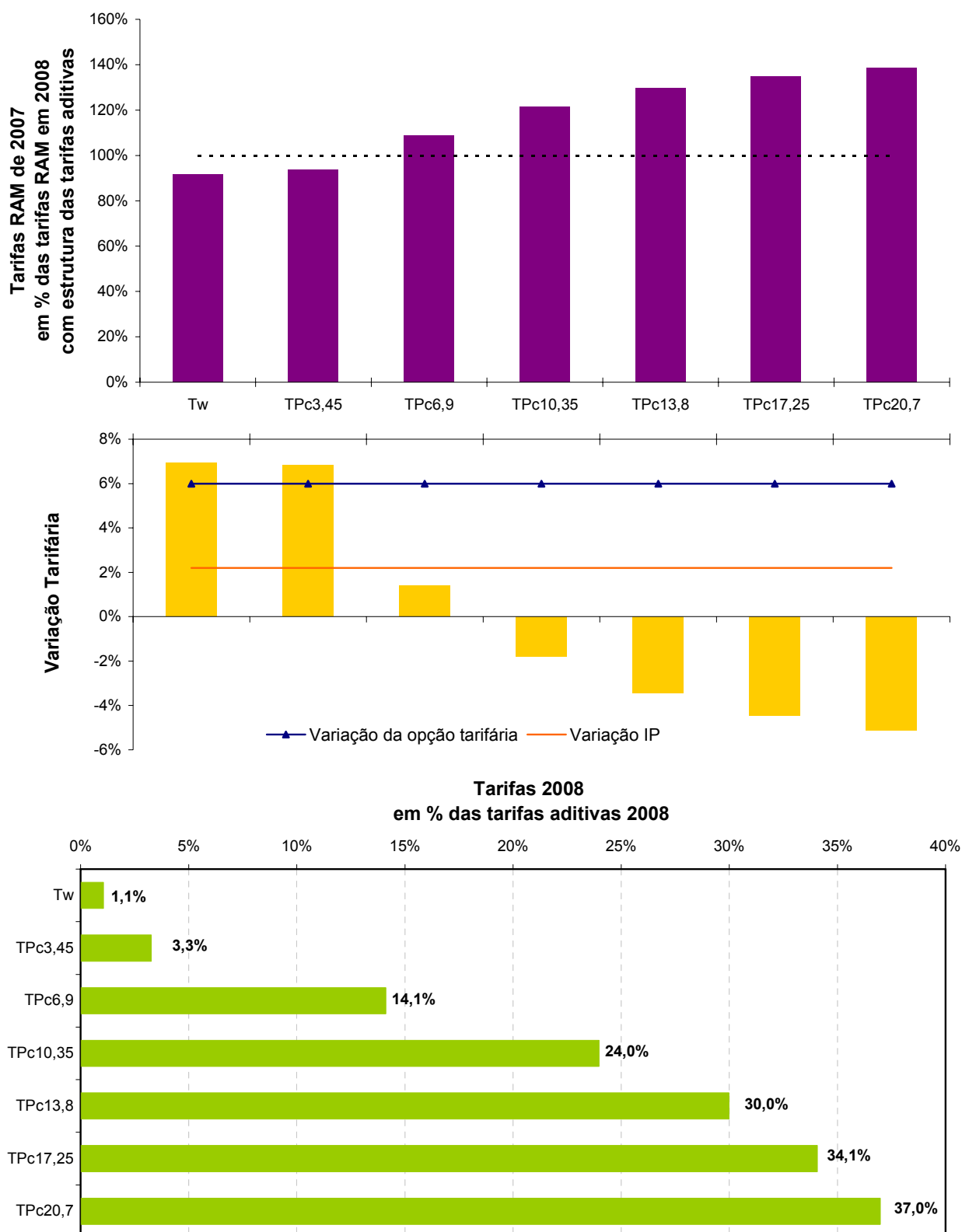
**Figura 5-34 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Tri-Horária > 20,7 kVA) na RAM**



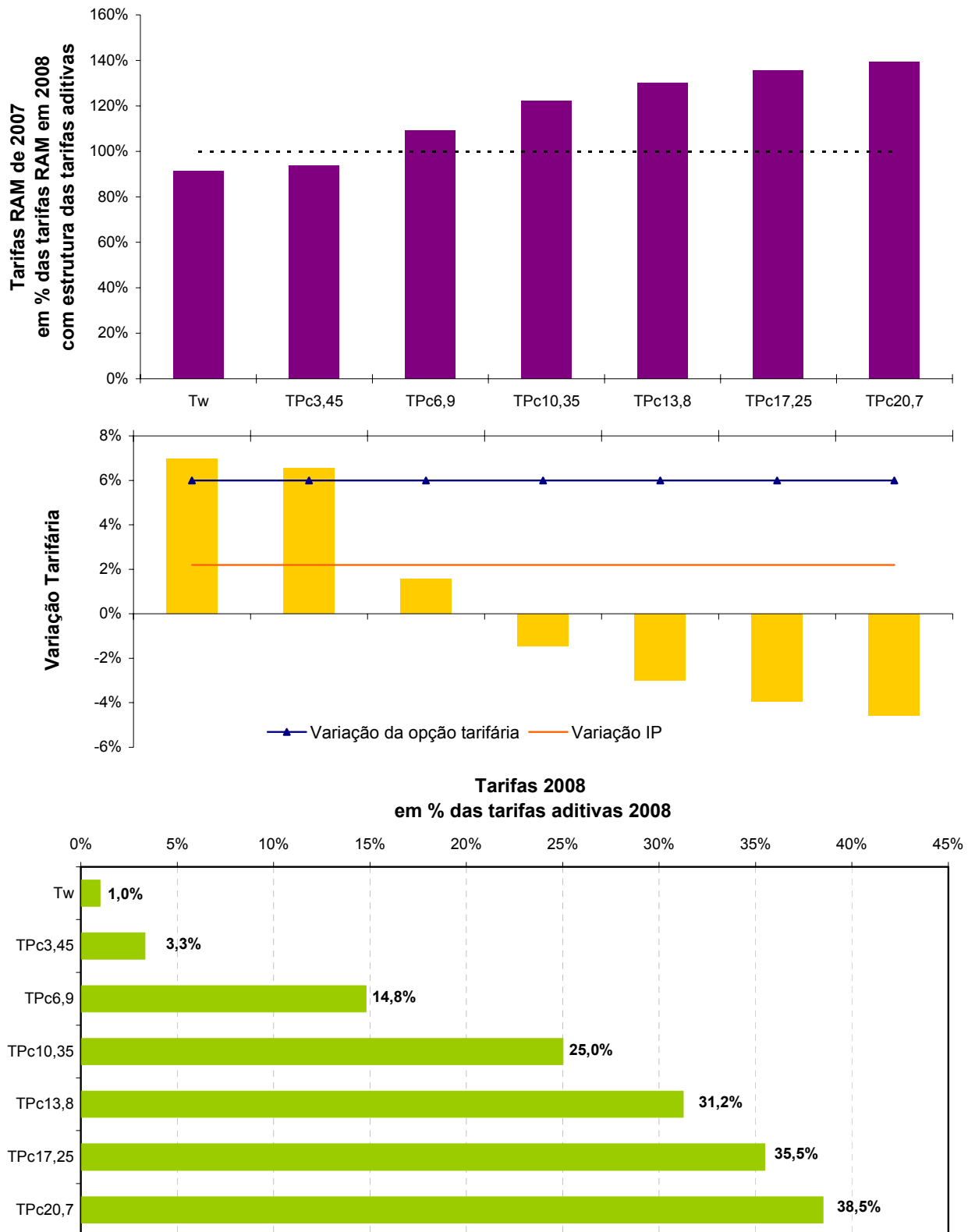
**Figura 5-35 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA) na RAM**



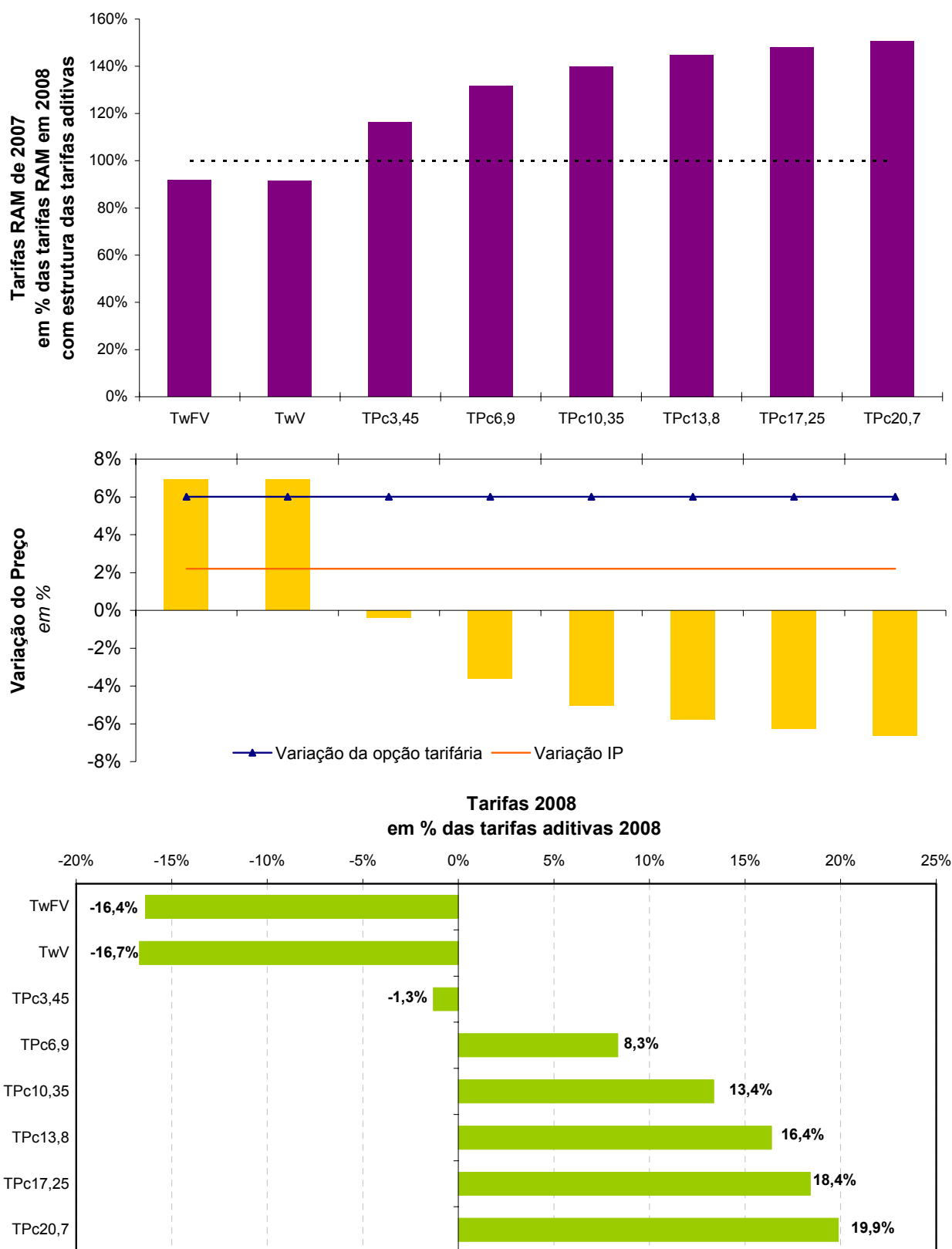
**Figura 5-36 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples ≤ 20,7 kVA) na RAM**



**Figura 5-37 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Simples ≤ 20,7 kVA – não domésticos) na RAM**



**Figura 5-38 - Variação tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN
(Tarifa Bi-horária ≤ 20,7 kVA – não domésticos) na RAM**



ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Nos quadros seguintes apresentam-se, quer as variações médias, quer as variações dos preços, de todas as opções tarifárias da RAM, de 2007 para 2008, obtidas pela aplicação dos mecanismos de convergência e aditividade tarifária. Nas opções tarifárias onde não existem quantidades, logo não havendo a preocupação de limitação de impactes tarifários, observam-se variações tarifárias associadas com a aplicação das tarifas aditivas.

Quadro 5-12 - Variações médias nas opções tarifárias na RAM em 2008

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	MT 30 kV	MT 6,6 kV	MT 30 kV CU C. Esp.	MT 30 kV MU C. Esp.	MT 30 kV LU C. Esp.	MT 6,6 kV CU C. Esp.	MT 6,6 kV MU C. Esp.	MT 6,6 kV LU C. Esp.			
	1,94	1,43	0,00	0,14	0,00	2,26	2,68	5,93			
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTE	BTE MU C. Esp.	BTE LU C. Esp.	BTN >	BTN > Simples C. Esp.	BTN > MU C. Esp.	BTN > LU C. Esp.				
	3,23	5,93	2,04	5,93	5,76	5,93	5,93				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2008/2007 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-h.	BTN <=2,3 kVA Simples n. Dom.	BTN < Simples n. Dom.	BTN < Bi-h. n. Dom.	BTN <=2,3 kVA Simples C. Esp.	BTN < Simples C. Esp.	BTN < Bi-h. C. Esp.	Iluminação Pública	BTN < Social
	3,47	5,93	5,93	4,45	5,44	5,93	0,09	5,77	5,93	5,48	3,94

Quadro 5-13 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT em 2008 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2008/2007)	Energia activa						Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV			Período II e III			Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio					
AT	-14,37	0,45	33,08	-14,33	0,26	34,06	56,01	6,46	-37,18	3,05	3,05
AT CU consumidores especiais	-14,37	0,45	33,39	-14,33	0,26	32,82	56,01	6,46	-37,18	3,05	3,05
AT MU consumidores especiais	-14,37	0,45	33,08	-14,33	0,26	34,06	56,01	6,46	-37,18	3,05	3,05
AT LU consumidores especiais	-14,37	0,45	33,77	-14,33	0,26	33,87	56,01	6,46	-37,18	3,05	3,05
MT 30 kV	-1,81	0,98	6,93	-1,67	0,93	6,93	-5,20	6,93	6,93	3,62	6,93
MT 6,6 kV	-2,24	0,96	6,93	-2,24	0,91	6,93	-5,69	6,14	6,93	2,76	6,93
MT 30 kV CU consumidores especiais	-13,93	0,57	33,23	-13,90	0,38	33,13	-32,02	21,24	-37,18	3,05	3,05
MT 30 kV MU consumidores especiais	-3,43	6,30	6,93	-3,42	6,11	6,93	-8,95	6,93	-11,55	6,93	6,93
MT 30 kV LU consumidores especiais	-13,93	0,57	33,07	-13,90	0,38	32,96	-32,02	21,24	-37,18	3,05	3,05
MT 6,6 kV CU consumidores especiais	-0,03	1,82	6,93	-0,01	1,81	6,93	6,93	-0,99	6,93	1,61	2,22
MT 6,6 kV MU consumidores especiais	0,36	6,93	6,93	0,36	6,93	6,93	-0,11	-0,72	6,93	1,83	6,15
MT 6,6 kV LU consumidores especiais	4,30	6,93	6,93	4,30	6,93	6,93	3,39	5,24	6,93	5,48	6,93

Quadro 5-14 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE em 2008 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2008/2007)	Energia activa			Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
						BTE		
BTE MU consumidores especiais	4,25	6,93	6,93	6,93	5,04	6,93	5,70	6,93
BTE LU consumidores especiais	-3,07	1,55	6,93	1,39	6,93	6,93	6,93	6,93

Quadro 5-15 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA em 2008 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2008/2007)	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA				
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4	51,75	62,1
BTN > 20,7 kVA	5,55	5,92	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93	6,93
BTN > 20,7 kVA MU consumidores especiais	5,68	6,93	6,93	3,81	3,78	3,76	3,73	3,72
BTN > 20,7 kVA LU consumidores especiais	6,93	6,93	6,93	3,21	3,20	3,20	3,19	3,19
BTN > 20,7 kVA Simples consumidores especiais	6,93			0,80	0,70	0,64	0,58	0,54

Quadro 5-16 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA em 2008 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2008/2007 em %	Energia activa		Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA							
	Fora de Vazio	Vazio	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7	
BTN < 20,7 kVA Social	2,30		6,93							
BTN <= 2,3 kVA Simples	2,97		6,93							
BTN < 20,7 kVA Simples	6,93			6,83	1,40	-1,81	-3,45	-4,45	-5,12	
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	6,93	6,93		3,23	1,89	1,33	1,02	0,83	0,69	
BTN <= 2,3 kVA Simples não domésticos	3,38		6,93							
BTN < 20,7 kVA Simples não domésticos	6,93			6,93	1,99	-0,73	-2,10	-2,93	-3,48	
BTN < 20,7 kVA Bi-horária não domésticos	6,93	6,93		-0,38	-3,63	-5,02	-5,79	-6,28	-6,62	
BTN <= 2,3 kVA Simples consumidores especiais	-0,43		0,09							
BTN < 20,7 kVA Simples consumidores especiais	6,93			5,26	4,05	3,39	3,07	2,87	2,74	
BTN < 20,7 kVA Bi-horária consumidores especiais	6,93	6,93		1,38	0,43	0,04	-0,17	-0,30	-0,39	
Iluminação Pública	5,48									

**ANEXO -
DETALHE DO CÁLCULO DOS CUSTOS INCREMENTAIS**

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura I - Custo incremental de potência em horas de ponta em AT – CENÁRIO A

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	12.568	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177
1999	10.429		977	977	977	977	977	977	977	977	977	977
2000	12.357			1.158	1.158	1.158	1.158	1.158	1.158	1.158	1.158	1.158
2001	17.310				1.622	1.622	1.622	1.622	1.622	1.622	1.622	1.622
2002	19.720					1.847	1.847	1.847	1.847	1.847	1.847	1.847
2003	27.625						2.588	2.588	2.588	2.588	2.588	2.588
2004	33.418							3.131	3.131	3.131	3.131	3.131
2005	34.201								3.204	3.204	3.204	3.204
2006	30.513									2.858	2.858	2.858
2007	32.087										3.006	3.006
2008	22.758											2.132
OPEX		458	838	1.289	1.920	2.639	3.646	4.865	6.112	7.224	8.394	9.224
CAPEX+OPEX		1.636	2.993	4.601	6.854	9.420	13.015	17.364	21.815	25.786	29.962	32.923
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		3.269	5.539	7.885	10.876	13.841	17.707	21.874	25.445	27.849	29.962	30.484

Potência em horas de ponta AT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência em horas de ponta	4.432.288	4.730.127	4.998.162	5.296.329	5.255.417	5.493.591	5.868.403	6.218.971	6.408.786	6.429.479	6.470.528	6.511.577
1999		297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839
2000			268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035
2001				298.167	298.167	298.167	298.167	298.167	298.167	298.167	298.167	298.167
2002					-40.911	-40.911	-40.911	-40.911	-40.911	-40.911	-40.911	-40.911
2003						238.173	238.173	238.173	238.173	238.173	238.173	238.173
2004							374.813	374.813	374.813	374.813	374.813	374.813
2005								350.568	350.568	350.568	350.568	350.568
2006									189.815	189.815	189.815	189.815
2007										20.693	20.693	20.693
2008											41.049	41.049
2009												41.049
Total	-	297.839	565.874	864.041	823.129	1.061.303	1.436.115	1.786.683	1.976.498	1.997.191	2.038.240	2.079.289
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	551.279	969.809	1.371.124	1.209.447	1.443.890	1.809.092	2.083.987	2.134.618	1.997.191	1.887.259	1.782.655

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	11,2950
Custo incremental (€/kW/mês)	0,9413

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura II - Custo incremental de potência em horas de ponta em MT – CENÁRIO A

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	80.593	7.550	7.550	7.550	7.550	7.550	7.550	7.550	7.550	7.550	7.550	7.550
1999	62.460		5.851	5.851	5.851	5.851	5.851	5.851	5.851	5.851	5.851	5.851
2000	62.267			5.833	5.833	5.833	5.833	5.833	5.833	5.833	5.833	5.833
2001	62.947				5.897	5.897	5.897	5.897	5.897	5.897	5.897	5.897
2002	78.042					7.311	7.311	7.311	7.311	7.311	7.311	7.311
2003	99.051						9.279	9.279	9.279	9.279	9.279	9.279
2004	127.032							11.900	11.900	11.900	11.900	11.900
2005	133.243								12.482	12.482	12.482	12.482
2006	105.474									9.881	9.881	9.881
2007	89.055										8.343	8.343
2008	85.194											7.981
OPEX		2.401	4.262	6.117	7.993	10.318	13.269	17.054	21.024	24.166	26.820	29.358
CAPEX+OPEX		9.951	17.663	25.352	33.124	42.760	54.990	70.675	87.127	100.150	111.146	121.665
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		19.892	32.693	43.448	52.563	62.828	74.813	89.030	101.625	108.162	111.146	112.653

Potência em horas de ponta MT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência em horas de ponta	3.856.199	4.138.759	4.376.618	4.636.956	4.606.526	4.809.670	5.113.112	5.364.020	5.531.280	5.519.459	5.600.779	5.682.099
1999		282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560
2000			237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858
2001				260.338	260.338	260.338	260.338	260.338	260.338	260.338	260.338	260.338
2002					-30.430	-30.430	-30.430	-30.430	-30.430	-30.430	-30.430	-30.430
2003						203.145	203.145	203.145	203.145	203.145	203.145	203.145
2004							303.441	303.441	303.441	303.441	303.441	303.441
2005								250.909	250.909	250.909	250.909	250.909
2006									167.260	167.260	167.260	167.260
2007										-11.821	-11.821	-11.821
2008											81.320	81.320
2009												81.320
Total	-	282.560	520.418	780.757	750.327	953.471	1.256.912	1.507.821	1.675.081	1.663.260	1.744.580	1.825.900
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	522.999	891.906	1.238.963	1.102.476	1.297.187	1.583.348	1.758.723	1.809.088	1.663.260	1.615.352	1.565.415

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	53,7490
Custo incremental (€/kW/mês)	4,4791

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura III - Custo incremental de potência em horas de ponta em BT – CENÁRIO A

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	50.629	4.743	4.743	4.743	4.743	4.743	4.743	4.743	4.743	4.743	4.743	4.743
1999	47.645		4.463	4.463	4.463	4.463	4.463	4.463	4.463	4.463	4.463	4.463
2000	47.782			4.476	4.476	4.476	4.476	4.476	4.476	4.476	4.476	4.476
2001	60.456				5.663	5.663	5.663	5.663	5.663	5.663	5.663	5.663
2002	61.639					5.774	5.774	5.774	5.774	5.774	5.774	5.774
2003	60.110						5.631	5.631	5.631	5.631	5.631	5.631
2004	62.489							5.854	5.854	5.854	5.854	5.854
2005	64.989								6.088	6.088	6.088	6.088
2006	61.019									5.716	5.716	5.716
2007	44.230										4.143	4.143
2008	42.939											4.022
OPEX		2.043	3.965	5.892	8.332	10.818	13.243	15.764	18.386	20.848	22.633	24.365
CAPEX+OPEX		6.785	13.171	19.575	27.677	35.938	43.994	52.369	61.079	69.257	75.185	80.940
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		13.564	24.378	33.548	43.920	52.805	59.854	65.970	71.243	74.798	75.185	74.944

Potência em horas de ponta BT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência em horas de ponta	2.252.384	2.442.621	2.590.159	2.703.259	2.745.428	2.857.748	3.003.479	3.150.874	3.251.468	3.309.464	3.338.249	3.367.034
1999		190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237
2000			147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538
2001				113.100	113.100	113.100	113.100	113.100	113.100	113.100	113.100	113.100
2002					42.169	42.169	42.169	42.169	42.169	42.169	42.169	42.169
2003						112.320	112.320	112.320	112.320	112.320	112.320	112.320
2004							145.731	145.731	145.731	145.731	145.731	145.731
2005								147.395	147.395	147.395	147.395	147.395
2006									100.594	100.594	100.594	100.594
2007										57.996	57.996	57.996
2008											28.785	28.785
2009												28.785
Total	-	190.237	337.775	450.875	493.044	605.364	751.095	898.490	999.085	1.057.080	1.085.865	1.114.650
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	352.116	578.887	715.482	724.444	823.591	946.163	1.047.999	1.079.011	1.057.080	1.005.431	955.633

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	63,5603
Custo incremental (€/kW/mês)	5,2967

Figura IV - Custo incremental de potência contratada em AT – CENÁRIO A

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	1.396	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
1999	1.159		109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
2000	1.373			129	129	129	129	129	129	129	129	129
2001	1.923				180	180	180	180	180	180	180	180
2002	2.191					205	205	205	205	205	205	205
2003	3.069						288	288	288	288	288	288
2004	3.713							348	348	348	348	348
2005	3.800								356	356	356	356
2006	3.390									318	318	318
2007	3.565										334	334
2008	2.529											237
OPEX		51	93	143	213	293	405	541	679	803	933	1.025
CAPEX+OPEX		182	333	511	762	1.047	1.446	1.929	2.424	2.865	3.329	3.658
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		363	615	876	1.208	1.538	1.967	2.430	2.827	3.094	3.329	3.387

Potência contratada AT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência contratada	4.826.285	5.135.364	5.498.882	5.810.637	5.739.017	5.970.361	6.396.190	6.749.201	6.971.248	7.045.785	7.071.251	7.096.717
1999		309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079
2000			363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518
2001				311.755	311.755	311.755	311.755	311.755	311.755	311.755	311.755	311.755
2002					-71.620	-71.620	-71.620	-71.620	-71.620	-71.620	-71.620	-71.620
2003						231.344	231.344	231.344	231.344	231.344	231.344	231.344
2004							425.829	425.829	425.829	425.829	425.829	425.829
2005								353.011	353.011	353.011	353.011	353.011
2006									222.047	222.047	222.047	222.047
2007										74.537	74.537	74.537
2008											25.466	25.466
2009												25.466
Total	-	309.079	672.597	984.352	912.732	1.144.076	1.569.905	1.922.916	2.144.963	2.219.500	2.244.966	2.270.432
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	572.084	1.152.713	1.562.043	1.341.103	1.556.502	1.977.628	2.242.889	2.316.560	2.219.500	2.078.672	1.946.529

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	1,1408
Custo incremental (€/kW/mês)	0,0951

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura V - Custo incremental de potência contratada em MT – CENÁRIO A

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	23.614	2.212	2.212	2.212	2.212	2.212	2.212	2.212	2.212	2.212	2.212	2.212
1999	22.333		2.092	2.092	2.092	2.092	2.092	2.092	2.092	2.092	2.092	2.092
2000	21.856			2.047	2.047	2.047	2.047	2.047	2.047	2.047	2.047	2.047
2001	19.736				1.849	1.849	1.849	1.849	1.849	1.849	1.849	1.849
2002	21.946					2.056	2.056	2.056	2.056	2.056	2.056	2.056
2003	28.886						2.706	2.706	2.706	2.706	2.706	2.706
2004	32.930							3.085	3.085	3.085	3.085	3.085
2005	34.166								3.201	3.201	3.201	3.201
2006	28.894									2.707	2.707	2.707
2007	23.262										2.179	2.179
2008	22.205											2.080
OPEX		704	1.369	2.020	2.608	3.262	4.123	5.104	6.122	6.983	7.676	8.337
CAPEX+OPEX		2.916	5.673	8.372	10.809	13.518	17.085	21.151	25.370	28.937	31.810	34.551
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		5.828	10.501	14.348	17.152	19.863	23.244	26.644	29.591	31.252	31.810	31.992

Potência contratada MT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência contratada	6.864.408	7.278.371	7.625.911	7.990.917	8.950.241	8.973.927	10.157.186	8.701.257	8.939.401	10.100.545	9.449.881	8.799.217
1999		413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963
2000			347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540
2001				365.006	365.006	365.006	365.006	365.006	365.006	365.006	365.006	365.006
2002					959.323	959.323	959.323	959.323	959.323	959.323	959.323	959.323
2003						23.687	23.687	23.687	23.687	23.687	23.687	23.687
2004							1.183.258	1.183.258	1.183.258	1.183.258	1.183.258	1.183.258
2005								-1.455.929	-1.455.929	-1.455.929	-1.455.929	-1.455.929
2006									238.145	238.145	238.145	238.145
2007										1.161.143	1.161.143	1.161.143
2008											-650.664	-650.664
2009												-650.664
Total	-	413.963	761.503	1.126.509	2.085.833	2.109.519	3.292.778	1.836.849	2.074.994	3.236.137	2.585.473	1.934.809
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	766.217	1.305.083	1.787.629	3.064.773	2.869.978	4.147.952	2.142.500	2.240.993	3.236.137	2.393.956	1.658.787

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	9,4568
Custo incremental (€/kW/mês)	0,7881

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura VI - Custo incremental de potência contratada em BT – CENÁRIO A

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	60.316	5.650	5.650	5.650	5.650	5.650	5.650	5.650	5.650	5.650	5.650	5.650
1999	53.856		5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045	5.045
2000	54.147			5.072	5.072	5.072	5.072	5.072	5.072	5.072	5.072	5.072
2001	51.824				4.855	4.855	4.855	4.855	4.855	4.855	4.855	4.855
2002	51.554					4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829	4.829
2003	42.877						4.017	4.017	4.017	4.017	4.017	4.017
2004	46.492							4.355	4.355	4.355	4.355	4.355
2005	50.489								4.730	4.730	4.730	4.730
2006	43.174									4.044	4.044	4.044
2007	36.514										3.421	3.421
2008	34.110											3.195
OPEX		2.433	4.606	6.791	8.881	10.961	12.691	14.567	16.604	18.346	19.819	21.195
CAPEX+OPEX		8.084	15.302	22.559	29.504	36.414	42.160	48.391	55.158	60.944	65.838	70.409
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		16.159	28.322	38.661	46.819	53.503	57.358	60.959	64.336	65.820	65.838	65.194

Potência contratada BT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência contratada	27.298.500	29.945.098	30.922.828	32.319.993	33.327.095	34.575.137	35.582.218	35.057.813	36.447.315	38.118.589	38.562.673	39.006.757
1999		2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597
2000			977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730
2001				1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165
2002					1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102
2003						1.248.042	1.248.042	1.248.042	1.248.042	1.248.042	1.248.042	1.248.042
2004							1.007.081	1.007.081	1.007.081	1.007.081	1.007.081	1.007.081
2005								-524.405	-524.405	-524.405	-524.405	-524.405
2006									1.389.502	1.389.502	1.389.502	1.389.502
2007										1.671.274	1.671.274	1.671.274
2008											444.084	444.084
2009												444.084
Total	-	2.646.597	3.624.327	5.021.492	6.028.594	7.276.636	8.283.718	7.759.312	9.148.815	10.820.089	11.264.173	11.708.256
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	4.898.667	6.211.460	7.968.477	8.857.983	9.899.784	10.435.099	9.050.462	9.880.720	10.820.089	10.429.790	10.037.943

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	5,7160
Custo incremental (€/kW/mês)	0,4763

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura VII - Custo incremental de potência em horas de ponta em AT – CENÁRIO B

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	12.568	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177	1.177
1999	5.722		536	536	536	536	536	536	536	536	536	536
2000	12.220			1.145	1.145	1.145	1.145	1.145	1.145	1.145	1.145	1.145
2001	15.043				1.409	1.409	1.409	1.409	1.409	1.409	1.409	1.409
2002	18.854					1.766	1.766	1.766	1.766	1.766	1.766	1.766
2003	25.858						2.422	2.422	2.422	2.422	2.422	2.422
2004	21.945							2.056	2.056	2.056	2.056	2.056
2005	27.254								2.553	2.553	2.553	2.553
2006	19.872									1.862	1.862	1.862
2007	24.043										2.252	2.252
2008	14.667											1.374
OPEX		458	667	1.112	1.661	2.348	3.291	4.091	5.085	5.809	6.686	7.221
CAPEX+OPEX		1.636	2.380	3.970	5.928	8.382	11.747	14.603	18.149	20.736	23.864	25.773
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		3.269	4.405	6.805	9.407	12.315	15.981	18.395	21.170	22.394	23.864	23.864

Potência em horas de ponta AT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência em horas de ponta	4.432.288	4.730.127	4.998.162	5.296.329	5.255.417	5.493.591	5.868.403	6.218.971	6.408.786	6.429.479	6.470.528	6.511.577
1999		297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839	297.839
2000			268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035	268.035
2001				298.167	298.167	298.167	298.167	298.167	298.167	298.167	298.167	298.167
2002					-40.911	-40.911	-40.911	-40.911	-40.911	-40.911	-40.911	-40.911
2003						238.173	238.173	238.173	238.173	238.173	238.173	238.173
2004							374.813	374.813	374.813	374.813	374.813	374.813
2005								350.568	350.568	350.568	350.568	350.568
2006									189.815	189.815	189.815	189.815
2007										20.693	20.693	20.693
2008											41.049	41.049
2009												41.049
Total	-	297.839	565.874	864.041	823.129	1.061.303	1.436.115	1.786.683	1.976.498	1.997.191	2.038.240	2.079.289
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	551.279	969.809	1.371.124	1.209.447	1.443.890	1.809.092	2.083.987	2.134.618	1.997.191	1.887.259	1.782.655

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	9,3891
Custo incremental (€/kW/mês)	0,7824

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura VIII - Custo incremental de potência em horas de ponta em MT – CENÁRIO B

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	59.853	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607	5.607
1999	42.381		3.970	3.970	3.970	3.970	3.970	3.970	3.970	3.970	3.970	3.970
2000	48.687			4.561	4.561	4.561	4.561	4.561	4.561	4.561	4.561	4.561
2001	46.951				4.398	4.398	4.398	4.398	4.398	4.398	4.398	4.398
2002	67.871					6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358
2003	85.651						8.024	8.024	8.024	8.024	8.024	8.024
2004	109.359							10.245	10.245	10.245	10.245	10.245
2005	116.676								10.930	10.930	10.930	10.930
2006	89.536									8.388	8.388	8.388
2007	77.866										7.294	7.294
2008	74.471											6.976
OPEX		1.783	3.046	4.497	5.895	7.918	10.470	13.728	17.204	19.872	22.192	24.410
CAPEX+OPEX		7.390	12.623	18.635	24.432	32.812	43.388	56.890	71.297	82.352	91.966	101.162
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		14.773	23.365	31.937	38.770	48.212	59.028	71.666	83.161	88.940	91.966	93.668

Potência em horas de ponta MT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência em horas de ponta	3.856.199	4.138.759	4.376.618	4.636.956	4.606.526	4.809.670	5.113.112	5.364.020	5.531.280	5.519.459	5.600.779	5.682.099
1999		282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560	282.560
2000			237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858	237.858
2001				260.338	260.338	260.338	260.338	260.338	260.338	260.338	260.338	260.338
2002					-30.430	-30.430	-30.430	-30.430	-30.430	-30.430	-30.430	-30.430
2003						203.145	203.145	203.145	203.145	203.145	203.145	203.145
2004							303.441	303.441	303.441	303.441	303.441	303.441
2005								250.909	250.909	250.909	250.909	250.909
2006									167.260	167.260	167.260	167.260
2007										-11.821	-11.821	-11.821
2008											81.320	81.320
2009												81.320
Total	-	282.560	520.418	780.757	750.327	953.471	1.256.912	1.507.821	1.675.081	1.663.260	1.744.580	1.825.900
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	522.999	891.906	1.238.963	1.102.476	1.297.187	1.583.348	1.758.723	1.809.088	1.663.260	1.615.352	1.565.415

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	42,8931
Custo incremental (€/kW/mês)	3,5744

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura IX - Custo incremental de potência em horas de ponta em BT – CENÁRIO B

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	17.171	1.609	1.609	1.609	1.609	1.609	1.609	1.609	1.609	1.609	1.609	1.609
1999	15.266		1.430	1.430	1.430	1.430	1.430	1.430	1.430	1.430	1.430	1.430
2000	18.583			1.741	1.741	1.741	1.741	1.741	1.741	1.741	1.741	1.741
2001	20.582				1.928	1.928	1.928	1.928	1.928	1.928	1.928	1.928
2002	37.226					3.487	3.487	3.487	3.487	3.487	3.487	3.487
2003	33.974						3.183	3.183	3.183	3.183	3.183	3.183
2004	35.937							3.366	3.366	3.366	3.366	3.366
2005	39.956								3.743	3.743	3.743	3.743
2006	40.436									3.788	3.788	3.788
2007	20.848										1.953	1.953
2008	19.955											1.869
OPEX		693	1.309	2.058	2.889	4.391	5.761	7.211	8.823	10.454	11.295	12.101
CAPEX+OPEX		2.301	4.347	6.838	9.596	14.585	19.139	23.955	29.310	34.729	37.524	40.198
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		4.600	8.046	11.719	15.228	21.431	26.038	30.177	34.187	37.508	37.524	37.220

Potência em horas de ponta BT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência em horas de ponta	2.252.384	2.442.621	2.590.159	2.703.259	2.745.428	2.857.748	3.003.479	3.150.874	3.251.468	3.309.464	3.338.249	3.367.034
1999		190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237	190.237
2000			147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538	147.538
2001				113.100	113.100	113.100	113.100	113.100	113.100	113.100	113.100	113.100
2002					42.169	42.169	42.169	42.169	42.169	42.169	42.169	42.169
2003						112.320	112.320	112.320	112.320	112.320	112.320	112.320
2004							145.731	145.731	145.731	145.731	145.731	145.731
2005								147.395	147.395	147.395	147.395	147.395
2006									100.594	100.594	100.594	100.594
2007										57.996	57.996	57.996
2008											28.785	28.785
2009												28.785
Total	-	190.237	337.775	450.875	493.044	605.364	751.095	898.490	999.085	1.057.080	1.085.865	1.114.650
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	352.116	578.887	715.482	724.444	823.591	946.163	1.047.999	1.079.011	1.057.080	1.005.431	955.633

* Pressupõe-se que a potência em horas de ponta incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	28,3957
Custo incremental (€/kW/mês)	2,3663

Figura X - Custo incremental de potência contratada em AT – CENÁRIO B

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	1.396	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
1999	636		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
2000	1.358			127	127	127	127	127	127	127	127	127
2001	1.671				157	157	157	157	157	157	157	157
2002	2.095					196	196	196	196	196	196	196
2003	2.873						269	269	269	269	269	269
2004	2.438							228	228	228	228	228
2005	3.028								284	284	284	284
2006	2.208									207	207	207
2007	2.671										250	250
2008	1.630											153
OPEX		51	74	124	185	261	366	455	565	645	743	802
CAPEX+OPEX		182	264	441	659	931	1.305	1.623	2.017	2.304	2.652	2.864
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		363	489	756	1.045	1.368	1.776	2.044	2.352	2.488	2.652	2.652

Potência contratada AT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência contratada	4.826.285	5.135.364	5.498.882	5.810.637	5.739.017	5.970.361	6.396.190	6.749.201	6.971.248	7.045.785	7.071.251	7.096.717
1999		309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079	309.079
2000			363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518	363.518
2001				311.755	311.755	311.755	311.755	311.755	311.755	311.755	311.755	311.755
2002					-71.620	-71.620	-71.620	-71.620	-71.620	-71.620	-71.620	-71.620
2003						231.344	231.344	231.344	231.344	231.344	231.344	231.344
2004							425.829	425.829	425.829	425.829	425.829	425.829
2005								353.011	353.011	353.011	353.011	353.011
2006									222.047	222.047	222.047	222.047
2007										74.537	74.537	74.537
2008											25.466	25.466
2009												25.466
Total	-	309.079	672.597	984.352	912.732	1.144.076	1.569.905	1.922.916	2.144.963	2.219.500	2.244.966	2.270.432
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	572.084	1.152.713	1.562.043	1.341.103	1.556.502	1.977.628	2.242.889	2.316.560	2.219.500	2.078.672	1.946.529

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	0,9483
Custo incremental (€/kW/mês)	0,0790

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura XI - Custo incremental de potência contratada em MT – CENÁRIO B

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	17.537	1.643	1.643	1.643	1.643	1.643	1.643	1.643	1.643	1.643	1.643	1.643
1999	15.154		1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420
2000	15.862			1.486	1.486	1.486	1.486	1.486	1.486	1.486	1.486	1.486
2001	12.923				1.211	1.211	1.211	1.211	1.211	1.211	1.211	1.211
2002	16.882					1.581	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581	1.581
2003	23.513						2.203	2.203	2.203	2.203	2.203	2.203
2004	25.563							2.395	2.395	2.395	2.395	2.395
2005	27.352								2.562	2.562	2.562	2.562
2006	23.252									2.178	2.178	2.178
2007	19.083										1.788	1.788
2008	18.140											1.699
OPEX		523	974	1.447	1.832	2.335	3.035	3.797	4.612	5.305	5.873	6.414
CAPEX+OPEX		2.165	4.036	5.995	7.591	9.675	12.578	15.735	19.112	21.983	24.339	26.579
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		4.329	7.471	10.274	12.045	14.216	17.113	19.821	22.292	23.741	24.339	24.610

Potência contratada MT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
Δ anual de potência contratada	6.864.408	7.278.371	7.625.911	7.990.917	8.950.241	8.973.927	10.157.186	8.701.257	8.939.401	10.100.545	9.449.881	8.799.217
1999		413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963	413.963
2000			347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540	347.540
2001				365.006	365.006	365.006	365.006	365.006	365.006	365.006	365.006	365.006
2002					959.323	959.323	959.323	959.323	959.323	959.323	959.323	959.323
2003						23.687	23.687	23.687	23.687	23.687	23.687	23.687
2004							1.183.258	1.183.258	1.183.258	1.183.258	1.183.258	1.183.258
2005								-1.455.929	-1.455.929	-1.455.929	-1.455.929	-1.455.929
2006									238.145	238.145	238.145	238.145
2007										1.161.143	1.161.143	1.161.143
2008											-650.664	-650.664
2009												-650.664
Total	-	413.963	761.503	1.126.509	2.085.833	2.109.519	3.292.778	1.836.849	2.074.994	3.236.137	2.585.473	1.934.809
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	766.217	1.305.083	1.787.629	3.064.773	2.869.978	4.147.952	2.142.500	2.240.993	3.236.137	2.393.956	1.658.787

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	7,0372
Custo incremental (€/kW/mês)	0,5864

ESTRUTURA TARIFÁRIA EM 2008

Figura XII - Custo incremental de potência contratada em BT – CENÁRIO B

Investimento (mil €)	CAPEX	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
1998	20.455	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916
1999	17.258		1.617	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617	1.617
2000	21.060			1.973	1.973	1.973	1.973	1.973	1.973	1.973	1.973	1.973
2001	21.770				2.039	2.039	2.039	2.039	2.039	2.039	2.039	2.039
2002	22.649					2.122	2.122	2.122	2.122	2.122	2.122	2.122
2003	15.900						1.489	1.489	1.489	1.489	1.489	1.489
2004	19.141							1.793	1.793	1.793	1.793	1.793
2005	24.923								2.335	2.335	2.335	2.335
2006	20.142									1.887	1.887	1.887
2007	17.203										1.612	1.612
2008	15.852											1.485
OPEX		825	1.522	2.371	3.249	4.163	4.805	5.577	6.582	7.395	8.089	8.729
CAPEX+OPEX		2.741	5.054	7.877	10.795	13.830	15.961	18.526	21.867	24.566	26.872	28.996
factor de actualização		2,00	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93
Valor actualizado		5.480	9.355	13.500	17.130	20.321	21.715	23.338	25.505	26.531	26.872	26.848

Potência contratada BT (kW)	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*
	27.298.500	29.945.098	30.922.828	32.319.993	33.327.095	34.575.137	35.582.218	35.057.813	36.447.315	38.118.589	38.562.673	39.006.757
Δ anual de potência contratada												
1999		2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597	2.646.597
2000			977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730	977.730
2001				1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165	1.397.165
2002					1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102	1.007.102
2003						1.248.042	1.248.042	1.248.042	1.248.042	1.248.042	1.248.042	1.248.042
2004							1.007.081	1.007.081	1.007.081	1.007.081	1.007.081	1.007.081
2005								-524.405	-524.405	-524.405	-524.405	-524.405
2006									1.389.502	1.389.502	1.389.502	1.389.502
2007										1.671.274	1.671.274	1.671.274
2008											444.084	444.084
2009												444.084
Total	-	2.646.597	3.624.327	5.021.492	6.028.594	7.276.636	8.283.718	7.759.312	9.148.815	10.820.089	11.264.173	11.708.256
factor de actualização	-	1,85	1,71	1,59	1,47	1,36	1,26	1,17	1,08	1	0,93	0,86
Valor actualizado	-	4.898.667	6.211.460	7.968.477	8.857.983	9.899.784	10.435.099	9.050.462	9.880.720	10.820.089	10.429.790	10.037.943

* Pressupõe-se que a potência contratada incremental seja igual à de 2008

Custo incremental (€/kW/ano)	2,1992
Custo incremental (€/kW/mês)	0,1833