

O REGIME ECONÓMICO DA COGERAÇÃO (Produção em Regime Especial)

Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica e
impacto na Tarifa de Venda a Clientes Finais

Julho 2009

Regime económico das instalações de cogeração

As disposições relativas ao regime económico da actividade de cogeração encontram-se definidas no Decreto-Lei n.º 538/99, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 313/2001, encontrando-se os tarifários de venda de energia eléctrica à rede, definidos nas Portarias 57, 58, 59 e 60/2002 e 399/2002.

Este regime permite às instalações de produção combinada de calor e electricidade, vulgo cogeração, usufruir de uma tarifa de venda de energia eléctrica especial, cujo valor é tendencialmente superior ao preço médio da aquisição de energia eléctrica no mercado organizado que serve ao abastecimento dos clientes do Comercializador de Último Recurso (CUR).

Esta vantagem decorre do facto da actividade de

cogeração, permitir uma utilização mais eficiente da energia, face à produção separada de calor e electricidade.

A Directiva 2004/8/CE, relativa à promoção da cogeração, define essa vantagem logo no seu primeiro considerando:

“... A promoção da cogeração de elevada eficiência com base na procura de calor útil é uma prioridade para a Comunidade, devido aos potenciais benefícios da cogeração em termos de poupança de energia primária, de supressão de perdas na rede e de redução das emissões, nomeadamente de gases com efeito de estufa.”

Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica às instalações de cogeração

Nos termos do Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico (da responsabilidade da ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), e na perspectiva do cliente final, o custo total associado à produção das instalações de cogeração é subdividido em duas parcelas distintas:

- uma que é equivalente ao preço médio da aquisição de energia eléctrica no regime ordinário, e que é suportada pelos clientes finais de energia eléctrica do Comercializador de Último Recurso (CUR) como se de tal se tratasse; e
- uma outra que diz respeito ao custo suplementar da produção em instalações de cogeração, referido no Regulamento Tarifário como “diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial”, e que é suportada por todos os clientes finais do sistema eléctrico, de forma proporcional ao seu consumo.

Desta forma, admitindo que o diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, na componente cogeração, corresponde a um *sobrecusto* para o sistema, é esta última parcela que pesa sobre o conjunto dos clientes finais de energia eléctrica, quer se encontrem no mercado liberalizado, quer sejam fornecidos pelo CUR.

É esta componente diferencial de custo (*sobrecusto*, se se verificar positiva) que merece ser comparada com o valor acrescentado suplementar que as instalações de cogeração, no seu conjunto, representam, efectivamente, para o Sistema Eléctrico Nacional.

Metodologia de análise - I

O objectivo do trabalho realizado foi o de, tendo como base fundamental a lógica e a arquitectura do Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico, tentar proceder à quantificação do valor acrescentado das instalações de cogeração, tendo em particular atenção os seguintes factores:

- a contribuição para a redução das emissões de CO₂ do sector eléctrico e para a redução da factura com o seu envolvimento no Comércio Europeu de Licenças de Emissão;
- o efeito positivo sobre o sistema da redução de perdas nas redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica;
- a reduzida utilização da Rede Nacional de Transporte de electricidade; e,
- o efeito resultante do perfil semanal e horário de produção de um conjunto alargado de instalações de cogeração, do qual resulta um benefício para o sistema.

Finalmente, tentou-se tangibilizar o benefício global que resulta da poupança global de energia primária induzida pela produção combinada de calor e de energia eléctrica, que acaba por se traduzir na razão fundamental para o estabelecimento dos incentivos de natureza económica veiculados pelas políticas públicas.

Este impacto positivo no perímetro específico do sector eléctrico, projecta-se também num quadro económico mais global.

Com este exercício, pretende-se demonstrar que o quadro de incentivos à actividade de cogeração não só se justifica no contexto exclusivo do sector eléctrico, como deve ser perspectivado enquanto contributo social positivo que o transcende.

Metodologia de análise - II

benefício associado à actividade de Cogeração

poupança
de energia primária

emissões evitadas de CO₂
e impacte do comércio de licenças de emissão

perdas evitadas
nas redes de transporte e distribuição

utilização reduzida da rede de transporte

perfil horário conveniente
da produção de energia eléctrica

Diferencial de custo com a cogeração (2008) - I

No processo de definição das tarifas do sector eléctrico para o ano de 2008 (divulgado no último trimestre de 2007), a ERSE determinou o diferencial de custo com a produção de energia eléctrica em instalações de produção combinada de calor e electricidade. A magnitude desse diferencial, para o sistema eléctrico, depende de 3 factores:

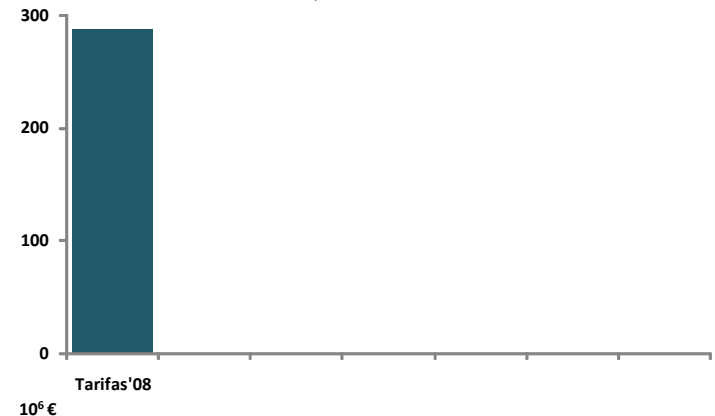
- a quantidade de energia eléctrica produzida em instalações de cogeração;
- o preço médio da produção de energia eléctrica em instalações de cogeração;
- o preço médio da aquisição de energia eléctrica no regime ordinário.

Assim, o *sobrecusto* atribuível à cogeração, para o ano de 2008, estimado pela ERSE no último trimestre de 2007 no quadro da apresentação das tarifas e preços para o ano de 2008, representava um valor global de 288,32 M€, para uma produção prevista de 5.496 GWh a um custo médio de 100,46 €/MWh, que comparava com um preço médio de energia eléctrica no mercado organizado de 48 €/MWh.

Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a instalações de cogeração

COGERAÇÃO		
PRODUÇÃO	5.496	GWh
CUSTO MÉDIO	100,46	€/MWh
CUSTO GLOBAL	552,13	M €
AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA		
PREÇO MÉDIO	48,00	€/MWh
CUSTO EQUIVALENTE	263,81	M €
DIFERENCIAL	288,32	M €

Fonte: ERSE, *Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008*, Dezembro 2007



Diferencial de custo com a cogeração (2008) - II

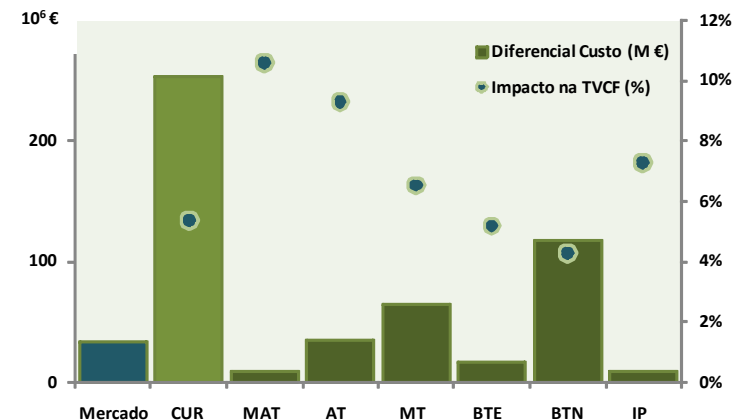
Este valor de *sobrecusto*, repartido pelos diferentes escalões (Muito Alta Tensão, Alta Tensão, Média Tensão, Baixa Tensão Especial, Baixa Tensão Normal e Iluminação Pública), resulta num impacto sobre as Tarifas de Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso que é apresentado no gráfico ao lado.

Desta forma, e com base nos pressupostos definidos *a anteriori* pela ERSE em 2007, um cliente doméstico em BTN suportou, em média, na sua factura mensal de energia eléctrica relativa ao ano de 2008, uma parcela de 4,3% destinada ao incentivo às instalações de produção combinada de calor e energia eléctrica.

A variação verificada para os diferentes escalões de consumo é justificada com a diferença de pesos que a componente de Uso Global do Sistema (UGS), onde é afectado o valor do *sobrecusto*, possui na tarifa do cliente final em cada caso (maior no caso da MAT e mais pequeno no caso da BTN).

Distribuição por níveis de tensão e impacto na TVCF

	CUR	MAT	AT	MT	BTE	BTN	IP
	5,4 %	10,6 %	9,3 %	6,5 %	5,2 %	4,3 %	7,3 %



Fonte: Análise E.Value; ERSE, Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008, Dezembro 2007; ERSE, *Caracterização da Procura de Energia Eléctrica em 2008, Dezembro 2007*

Caracterização do cliente médio de energia eléctrica

De acordo com os dados da ERSE para 2008, existem em Portugal 6,1 milhões de clientes de energia eléctrica.

Destes, mais de 98% são consumidores em BTN, maioritariamente clientes residenciais, dos quais mais de 70% possuem uma potência contratada igual ou inferior a 6,9 kVA.

Segundo a ERSE, existem:

- 2,7 milhões clientes com 3,45 kVA (com um consumo médio de 148 kWh);
- 1,1 milhões clientes com 6,9 kVA (com um consumo médio de 268 kWh)

Fonte: ERSE, *Caracterização da Procura de Energia Eléctrica em 2009*, Dezembro 2008

É para este conjunto de clientes, que caracteriza o cliente médio de energia eléctrica no sector residencial em Portugal, que se pretende avaliar o impacte real sobre a factura eléctrica, da política de incentivo económico à cogeração.

A factura média mensal destes dois clientes-tipo varia entre os 24 e os 44 €. No caso destas Tarifas, definidas pela ERSE com base nas previsões para 2008, o peso do diferencial da cogeração na factura média mensal variou, para estes clientes, entre 1,02 e 1,87 € por mês.

Factura média mensal

(Euros)	potência	energia	iva	total
3,45 kVA	5,74	16,92	1,13	23,79 €
6,9 kVA	10,85	30,62	2,07	43,55 €

Impacto na Factura de Energia Eléctrica

	(%)	Euros
3,45 kVA	4,3%	1,02 €
6,9 kVA		1,87 €

Fonte: Análise E.Value; ERSE, Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008, Dezembro 2007

Dados reais de 2008 - I

A realidade do ano de 2008, no entanto, revelou-se razoavelmente diferente da previsão realizada pela ERSE, no final de 2007.

Sobretudo o aumento do preço dos combustíveis fósseis veio a inflacionar quer o custo médio da energia eléctrica produzida pelas instalações de cogeração, quer o preço médio no mercado organizado.

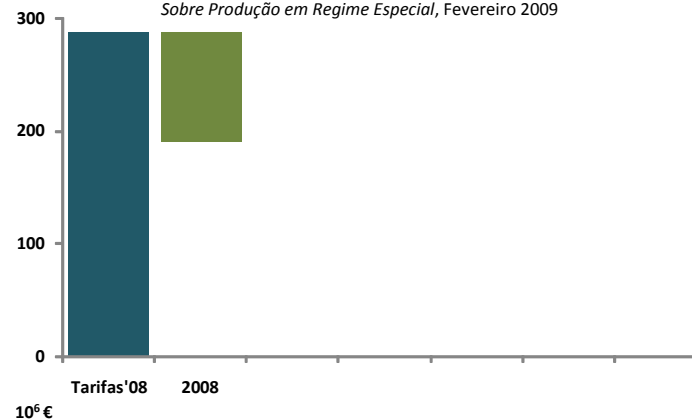
Feitos os devidos ajustamentos com os dados hoje conhecidos que permitem calcular o diferencial de custo com a cogeração, chega-se agora a um *sobrecusto* substancialmente mais baixo.

Este diferencial, mais próximo da realidade, situa-se nos 190 M€, um valor inferior em cerca de 100 M€ em relação ao estimado nos cálculos tarifários para o ano de 2008, representando uma variação negativa superior a 30%.

Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a instalações de cogeração

COGERAÇÃO		
PRODUÇÃO	4.525	GWh
CUSTO MÉDIO	111,90	€/MWh
CUSTO GLOBAL	506,29	M €
AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA		
PREÇO MÉDIO	69,80	€/MWh
CUSTO EQUIVALENTE	315,81	M €
DIFERENCIAL	190,48	M €

Fonte: Análise E.Value; ERSE, *Ajustamentos Referentes a 2007 e 2008 a Repercutir nas Tarifas de 2009, Dezembro 2008*; ERSE, *Informação Sobre Produção em Regime Especial, Fevereiro 2009*



Dados reais de 2008 - II

Produzidos os devidos ajustes à repartição do *sobrecusto* da cogeração pelos diferentes níveis de tensão, revela-se agora uma nova realidade do ano 2008.

O verdadeiro peso dos incentivos à cogeração sobre os consumidores residenciais deveria ter ficado pelos 2,8%.

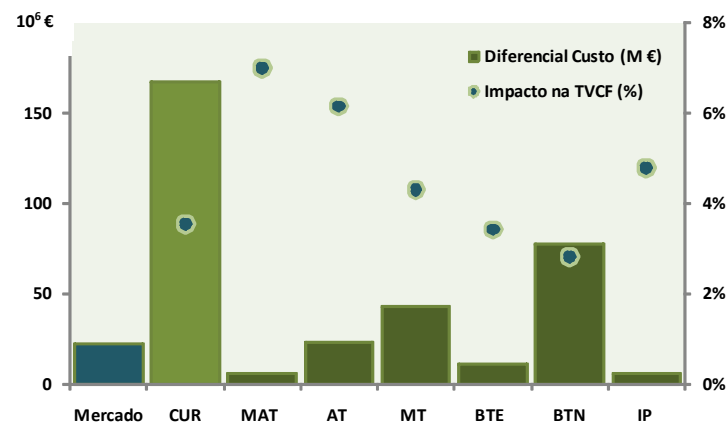
O impacto na factura mensal de energia eléctrica, ajustado em sintonia, não deveria ter ultrapassado os 67 c€, no caso dos clientes com 3,45 kVA, e os 1,23 €, no caso dos clientes contratados a 6,9 kVA.

Refira-se, no entanto, que esta avaliação continua a ser feita em relação à estrutura tarifária aplicada em 2008 e não àquela que resultaria da aplicação dos dados efectivamente verificados em 2008. Ou seja, as percentagens apresentadas referem-se às tarifas que os clientes do CUR efectivamente pagaram, alterando-se apenas o cálculo do *sobrecusto* da cogeração.

É este cenário, mais aproximado do real diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica em 2008, que servirá de base à análise sequencial a seguir desenvolvida.

Distribuição por níveis de tensão e impacto na TVCF

	CUR	MAT	AT	MT	BTE	BTN	IP
	3,6%	7,0%	6,2%	4,3%	3,4%	2,8%	4,8%



Fonte: Análise E.Value

Impacto na Factura de Energia Eléctrica

	(%)	Euros
3,45 kVA	2,8%	0,67 €
6,9 kVA		1,23 €

Emissões de CO₂ e comércio de licenças de emissão - I

No âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), o sector eléctrico nacional (excluindo as Regiões Autónomas) recebeu gratuitamente, durante o ano de 2008, cerca de 12,8 milhões de Licenças de Emissão (LE), de acordo com o PNALE 2008/12.

À cotação média das LE nos mercados de carbono, durante o ano de 2008, o valor atribuído ao sector eléctrico nacional ultrapassou os 290 M€.

Esta atribuição gratuita às instalações do sector eléctrico contrasta com a sua consideração efectiva na parcela de custos ambientais dos tarifários de venda de energia eléctrica pelas instalações de co-geração à rede do sistema eléctrico. Em benefício de uma adequada comparação de custos, supõe-se como adequada a avaliação do impacte sobre o preço médio do mercado organizado que resultaria da incorporação directa desta nova parcela de custo.

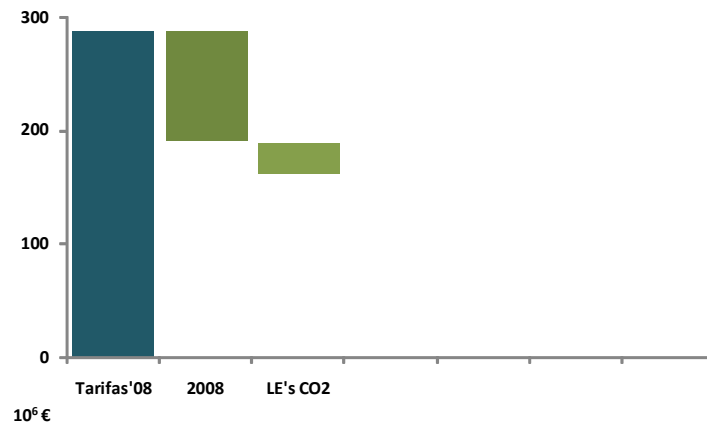
Esta assunção está, aliás, de acordo com o conhecimento que, no CELE a partir de 2013, a produção de energia eléctrica terá que adquirir a totalidade das suas LE e que, pelo contrário, a cogeração continuará a receber LE gratuitas, associadas à produção de calor.

O novo diferencial de custo, assim calculado, seria reduzido de 28,6 M€, como resultado do incremento do preço médio da electricidade que derivaria da compra das LE necessárias no mercado de carbono.

Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a instalações de cogeração

COGERAÇÃO		
PRODUÇÃO	4.525	GWh
CUSTO MÉDIO	111,90	€/MWh
CUSTO GLOBAL	506,29	M €
AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA		
PREÇO MÉDIO	76,12	€/MWh
CUSTO EQUIVALENTE	344,43	M €
DIFERENCIAL	161,87	M €
VARIAÇÃO	28,62	M €

Fonte: Análise E.Value; Cotação média de 22,7 €/LE, (European Climate Exchange – www.ecx.eu);



Emissões de CO₂ e comércio de licenças de emissão - II

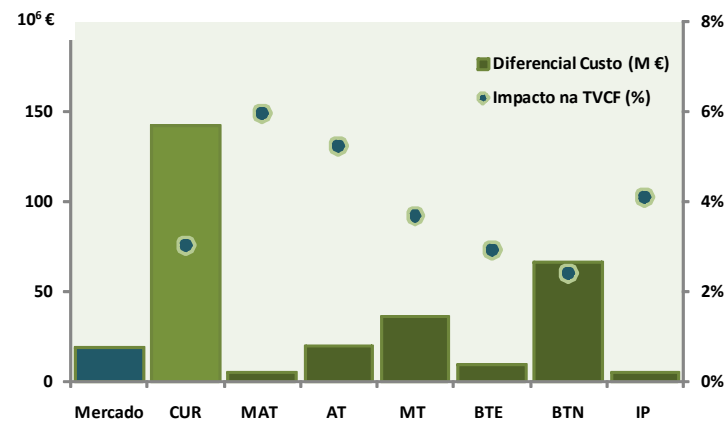
Continuando a assumir que a estrutura tarifária do sector eléctrico se mantém semelhante à determinada para o ano de 2008, com excepção do aumento do preço médio da energia eléctrica determinada pelos mercados de carbono, estabeleceu-se um novo peso virtual dos incentivos à cogeração sobre os clientes finais.

Este ajuste representa um nivelamento entre o preço médio de mercado e a tarifa de produção permitida às instalações de cogeração, induzido pelo novo factor de custo virtual, associado à aquisição de LE pelo sector eléctrico. Esta análise permite uma comparação mais adequada com o custo associado à cogeração, sem afectar a restante base de informação que presidiu à definição das tarifas para clientes em 2008.

A afectação do incentivo à cogeração sobre a factura dos clientes em BTN, que pretende ilustrar o peso da participação das instalações do sector eléctrico no mercado de carbono, foi, neste cenário, reduzida para 2,4%.

Distribuição por níveis de tensão e impacto na TVCF

	CUR	MAT	AT	MT	BTE	BTN	IP
	3,0%	6,0%	5,2%	3,7%	2,9%	2,4%	4,1%



Fonte: Análise E.Value

Perdas nas redes de transporte e distribuição - I

Um dos factores positivos mais relevantes associados à actividade de produção combinada de calor e electricidade é a da indução da redução de perdas nas redes de transporte e distribuição de electricidade, relativamente às instalações centralizadas equivalentes do sector eléctrico.

A quantidade total de energia eléctrica produzida nas instalações de cogeração pode assim ser classificada da seguinte forma:

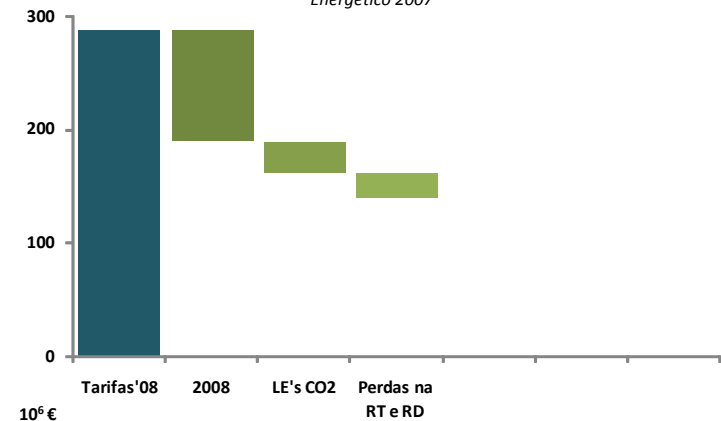
- a consumida nas próprias instalações industriais que usam a energia térmica da cogeração e que portanto não incorre em quaisquer perdas de rede;
- a restante, que é enviada fisicamente para a rede, e que:
- por se localizar tipicamente em zonas de maior densidade industrial, com consumos vizinhos muito elevados, não incorre em perdas equivalentes às médias verificadas nas redes de distribuição; e,
- ao não ser injectada na Rede de Transporte não incorre nas perdas respectivas.

A variação que resulta da consideração das perdas evitadas pode ser estimada em 23,50 M€.

Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a instalações de cogeração

COGERAÇÃO		
PRODUÇÃO	4.525	GWh
CUSTO MÉDIO	111,90	€/MWh
CUSTO GLOBAL	506,29	M €
AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA		
PREÇO MÉDIO	76,12	€/MWh
CUSTO EQUIVALENTE	344,43	M €
VARIAÇÃO	23,50	M €
DIFERENCIAL	138,37	M €

Fonte: Análise E.Value; ERSE, *Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009, Dezembro 2008*; DGEG, *Balanço Energético 2007*



Perdas nas redes de transporte e distribuição - II

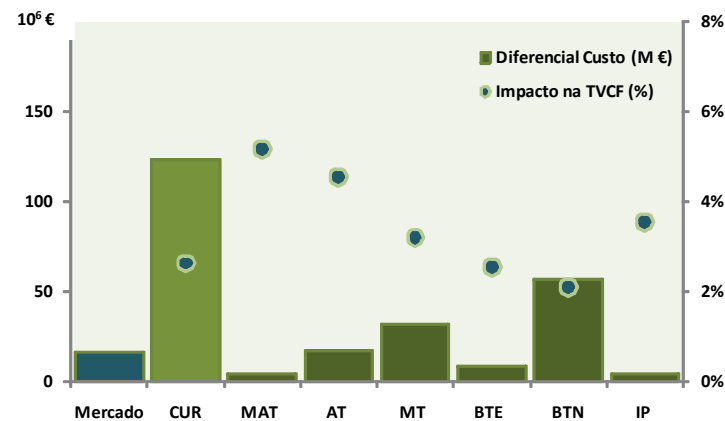
Numa análise sequencial (que usa como base os resultados da análise anterior relativa ao mercado de carbono), a consideração das perdas evitadas no sistema permitiu considerar um valor de 2,1% como peso dos incentivos à cogeração sobre a factura dos clientes em BTN, referida ao ano de 2008.

Considerou-se que, num cenário de cogeração zero, o acréscimo de energia eléctrica produzida nas instalações centralizadas do sector eléctrico incorreria nas perdas médias das redes de transporte e distribuição, penalizando o sistema.

O potencial associado à produção em instalações de cogeração, no que respeita à sua contribuição para a redução das perdas nas redes do sector eléctrico, foi contabilizado de forma favorável no ajustamento do diferencial de custos com a aquisição de energia em mercado organizado, tal como representado na figura.

Distribuição por níveis de tensão e impacto na TVCF

	CUR	MAT	AT	MT	BTE	BTN	IP
	2,6%	5,1%	4,5%	3,1%	2,5%	2,1%	3,5%



Fonte: Análise E.Value

Nota: Foi considerado que 10% da electricidade vendida à rede é consumida no local de produção e que 25% da produção enviada fisicamente à rede não incorre em perdas relevantes (Análise E.Value sobre dados DGEG e ERSE)

Utilização da rede de transporte - I

Ainda atendendo às características das instalações de cogeração, outro dos factores a ter em conta tem a ver com a não utilização da Rede de Transporte de energia eléctrica pela maioria da produção de energia eléctrica em instalações de cogeração.

Nesta medida, parece razoável não afectar, nestes casos, a Tarifa de Utilização da Rede de Transporte (TURT) ao diferencial que se pretende calcular da aquisição de energia eléctrica às instalações de cogeração.

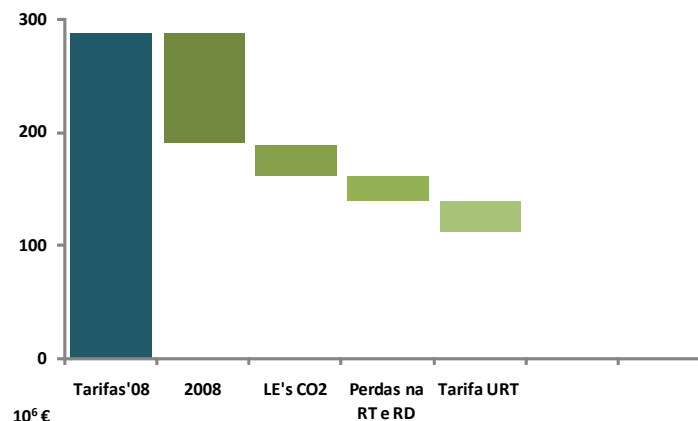
Deduz-se assim, ao valor do diferencial antes determinado, o montante relativo ao produto da produção de energia eléctrica em cogeração com a TURT. A variação que resulta desta consideração é de 27,78 M€.

Refira-se a propósito que, em anteriores versões do Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico, durante a existência de um Sistema Eléctrico Público, o valor com que se comparava o custo da produção de energia eléctrica proveniente das instalações de cogeração era definido como o somatório do preço médio da tarifa de Energia e Potência e do preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em Alta Tensão, reconhecendo formalmente esta questão.

Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a instalações de cogeração

COGERAÇÃO		
PRODUÇÃO	4.525	GWh
CUSTO MÉDIO	111,90	€/MWh
CUSTO GLOBAL	506,29	M €
AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA		
PREÇO MÉDIO	76,12	€/MWh
CUSTO EQUIVALENTE	344,43	M €
VARIAÇÃO	27,78	M €
DIFERENCIAL	110,59	M €

Fonte: Análise E.Value; ERSE, *Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009, Dezembro 2008*; Dados REN



Utilização da rede de transporte - II

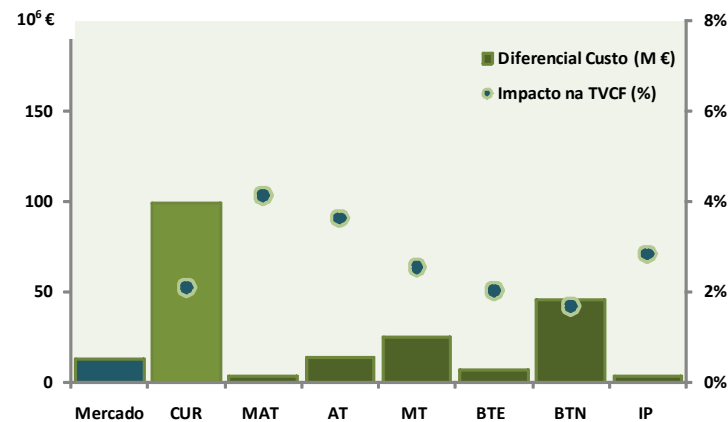
Depois de reafectado o diferencial dos custos de aquisição de energia eléctrica às instalações de cogeração com a variação introduzida pela menor aplicação da Tarifa de Utilização da Rede de Transporte, é possível efectuar uma nova distribuição do *sobrecusto* segundo os clientes estabelecidos a diferentes níveis de tensão.

No caso de referência utilizado dos clientes residenciais, em Baixa Tensão Normal, o peso deste *sobrecusto* na factura reduz-se para 1,6%.

Note-se que este exercício, tal como o anterior relacionado com as perdas na rede, não altera a estrutura tarifária estabelecida pela ERSE, neste caso para o ano de 2008, e apenas ponderam de forma diferente o cálculo do eventual *sobrecusto* com as instalações de cogeração. Se tal se verificasse na prática, a consequência de tal situação seria uma diferente distribuição de custos pelo conjunto dos clientes finais de energia eléctrica.

Distribuição por níveis de tensão e impacto na TVCF

	CUR	MAT	AT	MT	BTE	BTN	IP
	2,1%	4,1%	3,6%	2,5%	2,0%	1,6%	2,8%



Fonte: Análise E.Value

Perfil horário da produção de energia eléctrica - I

As instalações de cogeração estão localizadas, por definição, junto a consumidores importantes de energia térmica, tipicamente unidades industriais, e possuem um perfil de funcionamento articulado com o perfil de consumos de energia térmica dessas unidades às quais estão associadas.

Em muitos casos, as instalações industriais possuem um programa de laboração não contínuo, com paragens diárias (sem turno nocturno) e semanais. Este padrão de funcionamento ajusta-se particularmente bem ao perfil dos períodos tarifários do sector eléctrico (designados por ponta, cheia, vazio e supervazio) que procuram contribuir para harmonizar a produção com as variações do consumo de energia eléctrica, sendo que as horas de ponta e de cheia são valorizadas relativamente às horas de vazio e supervazio.

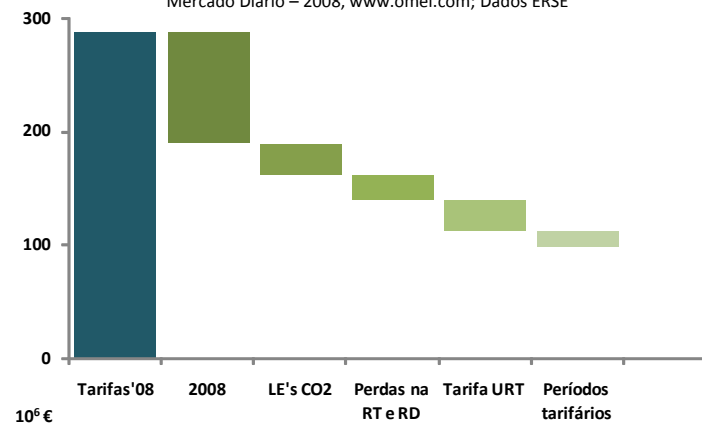
Destacando do universo das instalações de cogeração aquelas que seguem um padrão de funcionamento com ciclos diário e semanal, avaliou-se a sua produção de energia não em referência a um valor médio, mas sim ao valor das tarifas de energia do ciclo semanal de 2008.

A variação que resulta desta consideração é de 13,54 M€..

Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a instalações de cogeração

COGERAÇÃO		
PRODUÇÃO	4.525	GWh
CUSTO MÉDIO	111,90	€/MWh
CUSTO GLOBAL	506,29	M €
AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA		
PREÇO MÉDIO	76,12	€/MWh
CUSTO EQUIVALENTE	344,43	M €
VARIAÇÃO	13,54	M €
DIFERENCIAL	97,06	M €

Fonte: Análise E.Value; ERSE, *Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008*, Dezembro 2007; OMEL, Resultados do Mercado Diário – 2008, www.omel.com; Dados ERSE



Perfil horário da produção de energia eléctrica - II

Na sequência dos cálculos efectuados, chega-se agora a uma situação que se considera ser mais representativa do verdadeiro diferencial da aquisição de energia eléctrica às instalações de cogeração.

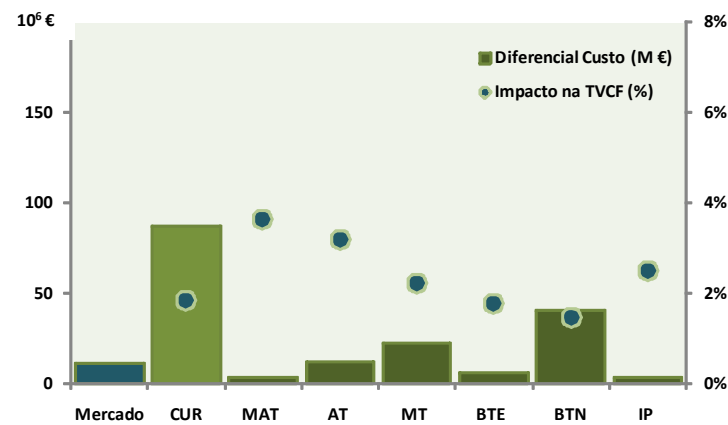
O *sobrecusto* na factura dos consumidores de electricidade que se pode efectivamente afectar às instalações de cogeração, no ano de 2008, estima-se em cerca de 1,4 %.

É claro que é necessário ter sempre presente que se as Tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR em 2008 tivessem sido definidas de acordo com os custos efectivos da energia eléctrica nesse ano, estas seriam inflacionadas e aquela percentagem seria substancialmente mais baixa.

Mesmo assim, o impacto real em Euros na factura mensal dos dois clientes-tipo que caracterizam a larga maioria dos clientes residenciais, varia entre os 34 e os 63 cêntimos.

Distribuição por níveis de tensão e impacto na TVCF

	CUR	MAT	AT	MT	BTE	BTN	IP
	1,8%	3,6%	3,1%	2,2%	1,8%	1,4%	2,5%



Fonte: Análise E.Value

Impacto na Factura de Energia Eléctrica

	(%)	Euros
3,45 kVA	1,4%	0,34 €
6,9 kVA		0,63 €

Nota: foi considerada a produção de todas as instalações que durante o ano de 2008 tiveram uma produção de energia eléctrica irrelevante durante as horas de supervazio; foi considerada a modulação de período tarifário aprovada para as tarifas de 2009, ajustada à tarifa média verificada em 2008.

Poupança global de energia primária - I

Após o exercício realizado deve lembrar-se, no entanto, que a questão fundamental que estabelece o mérito da actividade de cogeração é o seu particular desempenho energético e os elevados rendimentos de aproveitamento da energia primária que lhe estão associados.

Admitindo um cenário de ausência da actividade de cogeração, tornar-se-ia necessário contabilizar a energia primária que teria de ser utilizada na produção da energia eléctrica correspondente, na instalação marginal do sistema, ou seja, numa central de ciclo combinado a gás natural.

A crescer, deveria ser contabilizada igualmente a energia primária necessária para produzir, de forma autónoma em cada circunstância, a energia térmica necessária aos sectores onde ela é solicitada, e neste momento satisfeita através de instalações que produzem simultaneamente energia eléctrica.

Para um mesmo resultado final, é intuitivo que a quantidade de energia primária consumida pelas actividades de cogeração é muito inferior àquela que seria necessária para satisfazer, de forma independente, o sector eléctrico e os sectores

consumidores de energia térmica, beneficiando o sistema como um todo e contribuindo directamente para a redução da factura energética nacional e da componente importações da economia nacional.

No sentido de avaliar a poupança efectiva verificada no exercício de 2008 foi aplicado, a cada instalação de cogeração identificada no espectro nacional, o algoritmo de cálculo da poupança de energia primária utilizado na Directiva 2004/8/CE, relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia.

Este algoritmo é utilizado, nos termos do Anexo III da Directiva, em conjugação com os rendimentos de referência para a produção de energia eléctrica e de energia térmica das instalações que poderiam constituir sucedâneos autónomos das instalações de cogeração em causa.

Estes valores foram definidos pela Decisão da Comissão de 21 de Dezembro de 2006, de forma conservativa e dependentes do combustível utilizado e da data de início de actividade de cada instalação existente.

Poupança global de energia primária - II

De forma a determinar a poupança global de energia primária induzida pela actividade de produção combinada de calor e de energia eléctrica aplicou-se, a cada instalação, o algoritmo referido.

Como resultado deste exercício, determinou-se que o sector da cogeração permitiu, em 2008, uma poupança acumulada superior a 30×10^6 GJ.

Assumindo o valor do preço médio de gás natural estimado para a produção de energia eléctrica em 2008 ¹, o que é uma opção conservativa face ao efectivamente verificado, a poupança implícita ultrapassaria os 212 M€, durante o ano de 2008.

Por outro lado, à utilização de uma quantidade equivalente de gás natural deverá corresponder uma determinada emissão de CO₂, no quadro do regime de Comércio Europeu de Licenças de Emissão .

A quantidade de Licenças de Emissão de CO₂ inerentes a esta quantidade evitada de energia primária, e que deveria ser adquirida no mercado de carbono, é de cerca de 1,7 milhões, o que criaria um valor adicional evitado de 38,8 M€.

Poupança global de energia primária com a actividade das instalações de cogeração

POUPANÇA DE ENERGIA PRIMÁRIA	30 X 10⁶	GJ
PREÇO MÉDIO DO GÁS NATURAL	24,8	€/MWh
CUSTO GLOBAL (Energia primária)	212,2	M €
EMISSÕES EVITADAS DE CO₂	1,71	M Ton
CUSTO GLOBAL (LE CO₂)	38,8	M€

Fonte: Análise E.Value; ERSE, Ajustamentos Referentes a 2007 e 2008 a Repercutir nas Tarifas de 2009, Dezembro 2008

Nota: Utilizaram-se dados discriminados por instalação relativos ao ano de 2006 (produção de energia eléctrica e térmica e consumo de energia primária), disponibilizados pela DGEG e anteriormente utilizados no "Estudo do Potencial de Cogeração de Elevada Eficiência em Portugal", posteriormente corrigidos globalmente para a situação verificada em 2008. Para os cálculos associados às emissões de CO₂, utilizaram-se as fontes e metodologias anteriormente referenciadas.

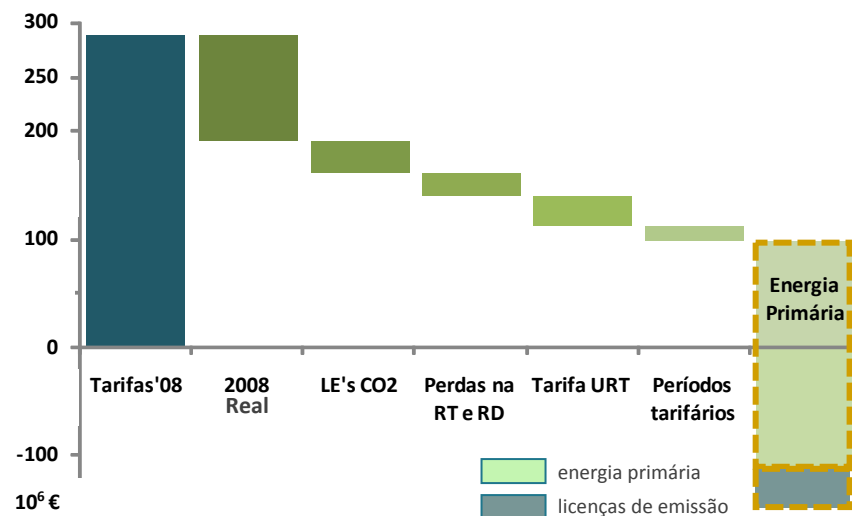
Poupança global de energia primária - III

Proseguindo a análise de factores sequenciais, anteriormente apresentada, compara-se na figura o diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial na actividade de cogeração, com os respectivos impactes positivos para o sistema e não tangibilizados pelos clientes finais de energia eléctrica.

Assim, associando o valor calculado da poupança de energia primária e das emissões de CO₂ evitadas correspondentes, verifica-se que o benefício induzido ultrapassa de forma significativa o diferencial de custos com a cogeração.

Esta situação torna evidente o valor acrescentado que a actividade de produção combinada de calor e electricidade traz para o sistema, justificando o benefício implícito que lhe é reconhecido e atribuído pelas políticas públicas a nível nacional e comunitário.

Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a instalações de cogeração



Fonte: Análise E.Value

Outros factores não considerados - I

Outros dois temas de significado relevante não foram considerados no âmbito deste trabalho. A sua natureza e complexidade e a dificuldade em coligir a informação indispensável à sua análise detalhada recomendam que se lhes faça, pelo menos, uma referência qualitativa.

impacto nos preços do mercado organizado

No panorama do sector eléctrico, a existência de um mercado organizado à escala ibérica (MIBEL) constitui um factor central, determinante dos preços da energia eléctrica em Portugal. O mecanismo de geração de preços no mercado diário, a plataforma fundamental na formação dos preços médios da energia eléctrica ao produtor, induz a atribuição, a todo o espectro de produção qualificada para uma dada hora, do preço marginal do sistema, ou seja, ao ponto de intersecção das curvas da procura e da oferta de energia.

Sabendo que a produção de electricidade em cogeração tem uma aquisição garantida a priori no sistema (e portanto não é equacionada no balanço do mercado diário) é possível inferir que, admitindo a sua inexistência, a intersecção entre as novas curvas da oferta e da procura, por deslocamento desta última, se iria verificar a um preço mais elevado, propagando-se por toda a produção qualificada para esse período de tempo.

A variação no preço da energia eléctrica paga aos produtores teria, nestas condições, uma repercussão negativa em todo o sistema, pelo aumento significativo do preço pago por todos os clientes finais.

Nesta sequência, admitindo a título de exemplo que o aumento anual da procura de energia eléctrica no mercado diário induziria um aumento de 1% no preço médio do mercado, o montante adicional a suportar por todo o sistema seria na ordem de 33 M€.

Nota: Consideração de uma produção anual em cogeração de 6.000 GWh, incluindo auto-consumo. Variáveis associadas a um custo de energia para o ano de 2008 de 69,8 €/MWh (ERSE, Ajustamentos Referentes a 2007 e 2008 a Repercutir nas Tarifas de 2009, Dezembro 2008)

Outros factores não considerados - II

valor da energia reactiva

O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, prevê um conjunto de regras sobre os fornecimentos de energia reactiva por parte das instalações de cogeração.

Assim, nos períodos de ponta e cheia deverá ser fornecida à rede uma quantidade de energia reactiva correspondente, no mínimo, a 40% da energia activa fornecida. Pelo contrário, nos períodos de vazio, não é permitido o fornecimento de energia reactiva à rede do sistema eléctrico.

Uma das implicações económicas para as instalações de cogeração decorre das penalizações ao incumprimento das normas acima referidas, pelo que esta deverá pagar, quer a energia reactiva em défice nas horas fora de vazio, quer a fornecida nas horas de vazio, aos preços fixados no tarifário relativo ao nível da tensão de interligação para, respectivamente, a energia reactiva indutiva e a energia reactiva capacitiva.

Ou seja, a penalização associada às instalações de cogeração, equipara-se ao que os clientes finais de energia eléctrica, no mesmo escalão de tensão, devem pagar enquanto consumidores.

Este acaba por ser um serviço efectivamente prestado pelas instalações de cogeração ao sistema e que não é contabilizado no momento de determinação do diferencial de custo com a cogeração.

A complexidade técnica associada a esta variável e a dificuldade própria do processo de tentativa de quantificação desse eventual valor acrescentado, recomenda apenas esta nota de análise adicional.

Conclusões & Recomendações

- A actividade de produção combinada de electricidade e calor - cogeração -, é reconhecida como uma prioridade das políticas públicas, a nível nacional e comunitário, no reconhecimento generalizado do elevado desempenho energético que consegue atingir.
- Em Portugal, foi instituído um incentivo à actividade de cogeração, no contexto económico do sector eléctrico, que passa pelo pagamento garantido de uma tarifa especial, no quadro da chamada Produção em Regime Especial. Esta tarifa, como esperado, verifica-se mais elevada do que o preço médio da energia eléctrica adquirida no mercado organizado. Gera-se assim um diferencial positivo - *sobrecusto* - que é suportado por todos os clientes finais de energia eléctrica.
- De acordo com o trabalho realizado para o ano de 2008, o real diferencial da aquisição de energia eléctrica às instalações de cogeração em Regime Especial, ajustado pela quantificação dos serviços que a actividade acaba por proporcionar globalmente ao sistema eléctrico, eleva-se a 97 M€.
- Este valor representa para o cliente residencial médio de energia eléctrica em baixa tensão um peso de 1,4%, ou seja, 34 ou 63 cêntimos por mês, respectivamente, no caso de clientes com 3,45 e 6,9 kVA de potência instalada.
- Contudo, a poupança de energia primária (na forma de gás natural) que a actividade de cogeração permite assegurar, associada às emissões evitadas de CO₂ que resultariam dessa combustão, ultrapassa o valor de 250 M€, tornando largamente positivo o resultado da aplicação do mecanismo de apoio à cogeração instituído em Portugal.
- A evolução do sistema tarifário de suporte à actividade de cogeração, deverá garantir que os incentivos no contexto do sector eléctrico mantenham o estímulo adequado ao investimento nesta tecnologia, de forma a preservar e otimizar os benefícios para o sector eléctrico, para a redução da factura energética nacional e para a economia nacional como um todo, que foram descritos.

Nota final

Este Estudo foi promovido pela COGEN Portugal e encontra-se enquadrado no projecto DEEC|Dinamização da Eficiência Energética e da Cogeração, financiado em 70% pelo QREN|Quadro de Referência Estratégico Nacional 2007-2013, no âmbito do Programa Operacional Factores de Competitividade / Sistema de Apoio a Acções Colectivas.

O principal objectivo deste projecto visa promover a cogeração, entendida como a produção combinada de energia eléctrica e térmica a partir de uma mesma fonte de energia primária (renovável ou fóssil), como a tecnologia mais eficiente na produção de energia eléctrica.

Contactos

COGEN Portugal

Rua de Salazares, 842

4149-002 Porto | Portugal

Tel: +351 226 153 310

Fax: +351 226 153 319

E-mail: cogen.portugal@cogenportugal.com

www.cogenportugal.com

E.Value

Rua Braamcamp, 6 - 1º Esq.

1250-050 Lisboa | Portugal

Tel: +351 213 845 260

Fax: +351 213 845 269

E-mail: evaluate@evaluate.pt

www.evaluate.pt