



COMENTÁRIOS DA IBERDROLA À
*" PROPOSTA DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS DO
SECTOR ELÉCTRICO – ABRIL 2005"*
REALIZADA PELA ERSE

16 de Maio de 2005

ÍNDICE

1. Introdução	3
2. Comentários gerais	3
2.1. Enquadramento legislativo do sector eléctrico.....	3
2.2. Pressupostos e limitações da proposta	3
2.3. Definição de co-gerador	4
3. Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.....	5
3.1. Capacidade de interligação.....	5
3.2. Fiabilidade prevista para a capacidade disponível	6
3.3. Prestação de informação pelos operadores das redes.....	6
4. Regulamento de Relações Comerciais.....	6
4.1. Utilização do termo comercializador	6
4.2. Agente externo	7
4.3. Interrupções por falta de contrato de fornecimento ou de contrato de uso das redes.....	7
4.4. Agente Comercial.....	7
4.5. Disponibilização de dados de consumo.....	7
4.6. Impedimento à mudança de fornecedor	7
4.7. Obrigações de serviço público e protecção dos consumidores.....	8
4.8. Indicadores e padrões de qualidade de serviço a especificar no contrato de fornecimento.....	8
4.9. Desagregação dos valores facturados.....	8
4.10. Quantidades de energia eléctrica a adquirir pelo comercializador regulado	9
4.11. Aquisição de energia eléctrica pelos comercializadores regulados que asseguem fornecimentos em BT	9
4.12. Contratação de fornecimento de energia eléctrica a instalações eventuais e provisórias	9
4.13. Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente.....	9
4.14. Regime de interruptibilidade.....	10
4.15. Limitações à contratação bilateral por agentes externos.....	10
4.16. Parcela livre.....	10
5. Regulamento Tarifário.....	11
5.1. Avaliação do impacto tarifário	11
5.2. Garantia de potência	11
5.3. Convergência para tarifas aditivas	11
5.4. Tarifas aditivas e margem	13
5.5. Potência em horas de ponta	14
5.6. Tarifa de energia	14
5.7. Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico.....	14
5.8. Ajuste trimestral no 1º trimestre	15
5.9. Data de publicação das tarifas e dos ajustes trimestrais.....	15

1. Introdução

Neste documento apresentam-se os comentários da Iberdrola à consulta pública realizada pela ERSE, relativa à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico – Abril 2005”.

Uma vez mais, felicitamos a ERSE por este tipo de iniciativas, que contribuem para que o processo de liberalização dos mercados de electricidade e gás em Portugal se continue a desenrolar de forma transparente e com a participação de todos os agentes neles envolvidos.

Os nossos comentários começam com um conjunto de considerações gerais sobre a proposta regulamentar, sendo desenvolvidos em seguida os comentários específicos às matérias desenvolvidas em cada um dos regulamentos.

2. Comentários gerais

2.1. Enquadramento legislativo do sector eléctrico

O processo de revisão dos regulamentos do sector eléctrico publicados em Janeiro de 2005 foi iniciado em um ambiente de profunda incerteza em termos do enquadramento legislativo. À altura, o anterior Governo anunciava propostas de leis de bases para o sector da electricidade, do gás natural e petrolífero.

Entretanto, no passado dia 9 de Maio, o actual Governo anunciou a criação de grupos de trabalho para elaborar e apresentar propostas de leis de bases para aqueles sectores. Anunciou ainda a colocação em funcionamento dos grupos de trabalho para dinamização do mercado ibérico que foram acordados entre os dois Governos. A ERSE é parte activa nestes processos, tanto nos grupos de trabalho encarregues das leis de bases, como na comissão de apoio à coordenação dos estudos a realizar pelos grupos de trabalho do mercado ibérico.

Assim, encontramos-nos, à data, em processo de revisão da sub-regulamentação para operacionalizar os regulamentos publicados pela ERSE em Janeiro de 2005, que se encontram em processo de revisão para harmonização com o actual quadro legislativo, o qual se encontra também em processo de revisão.

Face a estes desenvolvimentos de última hora, pensamos que será do maior interesse dos agentes do sector que este assunto seja objecto de esclarecimento e debate na audição pública, nomeadamente no sentido de clarificar a articulação destes processos, com vista à criação de um quadro legislativo, regulamentar e sub-regulamentar consolidado e coerente.

2.2. Pressupostos e limitações da proposta

De acordo com o documento “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico” a proposta regulamentar agora em discussão tem em conta as alterações legislativas entretanto introduzidas, a saber:

- A abertura total do mercado, estendendo a elegibilidade aos cliente em BT.

- A criação da figura de Comercializador, Agente Externo e Comercializador Regulado.
- A extinção dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) estabelecidos entre a entidade concessionária da RNT e os Produtores Vinculados.
- A existência de um mercado organizado.
- A possibilidade de o comercializador regulado adquirir a energia eléctrica que necessita para abastecer os seus clientes através de contratos bilaterais aprovados pela ERSE, ou no mercado organizado.
- O pagamento dos custos relacionados com a cessação dos CAE por todos os clientes através da tarifa de uso global do sistema em função da potência contratada por cada cliente.
- A abolição do mecanismo de correcção de hidraulicidade.
- A obrigação da entidade concessionária da RNT de adquirir a energia eléctrica aos produtores vinculados cujos CAE não cessem, assim como à PRE.
- A cessação da compra e venda de energia eléctrica por parte do distribuidor vinculado.

Ainda que previstas na legislação, algumas destas alterações ainda não estão efectivamente em vigor. Por esse motivo, a proposta de regulamentação prevê que a entrada em vigor das disposições que estejam relacionadas com a entrada em funcionamento do mercado organizado e com a aplicação dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) por cessação dos CAE entrem em vigor em data a estabelecer por despacho da ERSE, a partir da data de entrada em funcionamento do mercado organizado e da aplicação dos CMEC.

No entanto, na proposta de regulamentação não são identificadas com clareza as disposições que não poderão entrar em vigor, nem as disposições dos anteriores regulamentos que deverão ter de se manter em vigor, caso a data de entrada em funcionamento do mercado organizado e da aplicação dos CMEC preceda a data de entrada em vigor da proposta de regulamentação.

As principais questões específicas relacionadas com este tema são as seguintes:

- Agente Comercial, com desenvolvimento no ponto 4.4.
- Tarifa de Energia, com desenvolvimento no ponto 5.6.
- Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, com desenvolvimento no ponto 5.7.

Não sendo conhecida neste momento a solução destas questões, os pressupostos sobre os quais as tarifas de 2006 vão ser fixadas são uma incógnita, o que coloca todos os agentes, particularmente os agentes que actuam no mercado liberalizado, sob uma grande incerteza, num momento crucial como é o ano de 2006, em que irá arrancar, do ponto de vista operacional, o mercado na BTN.

2.3. Definição de co-gerador

Nesta nova versão de regulamentos foi transferido do âmbito do regulamento para a definição de co-gerador o texto que se assinala em sublinhado:

“Co-gerador – entidade que produz energia eléctrica e energia térmica utilizando o processo de co-geração e que pretenda exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, nos termos previstos no Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro”

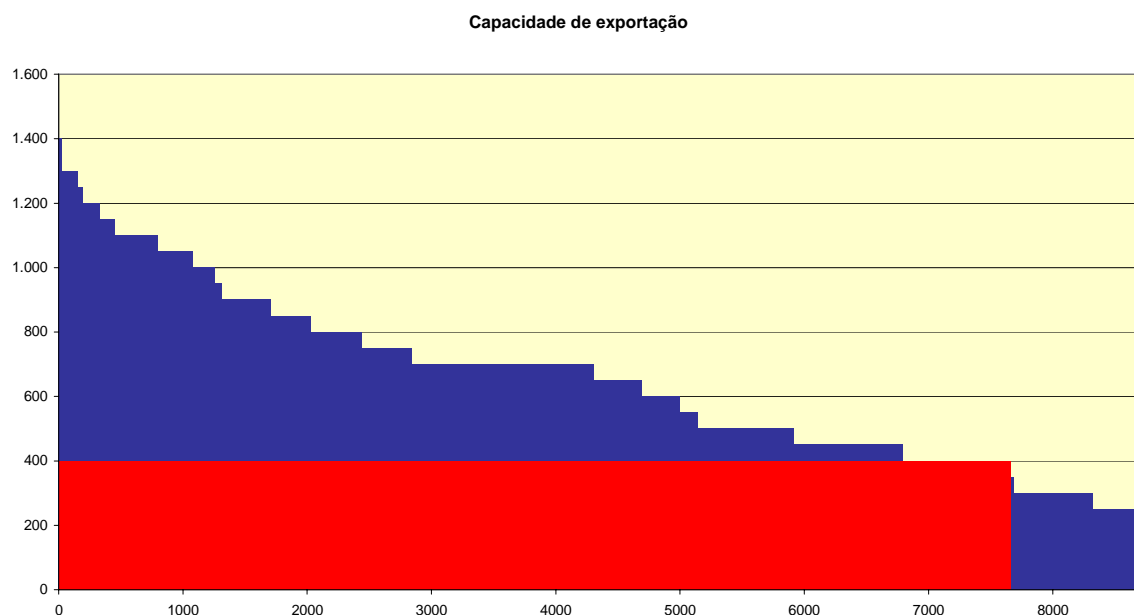
A definição das versões anteriores era genérica e não limitativa, estando em consonância com a definição que consta da legislação. Assim, o texto sublinhado deveria ser retirado desta definição e reposto no artigo relativo ao âmbito, no número em que se listam as entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação dos regulamentos, i.e., o n.º 2 do artigo 2.º de cada regulamento.

3. Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações

3.1. Capacidade de interligação

A análise da capacidade de interligação que o regulamento prevê não fornece informação suficiente para suprir as necessidades dos agentes de mercado. A questão principal que preocupa os agentes de mercado é qual a quantidade de energia que irão conseguir transaccionar através das interligações. Assim, para além da dimensão potência, haverá necessidade de incluir a dimensão tempo na análise da capacidade de interligação.

Para concretizar melhor os nossos comentários, apresenta-se em seguida uma figura que ilustra a curva típica de duração da capacidade de interligação ao longo de um ano.



O valor médio da capacidade representada nesta figura andar-se-á em torno de 700 MW, mas o intervalo de variação é entre 0 MW e 1.400 MW, pelo que o valor médio não fornece grande informação para os agentes de mercado. Se restringirmos a nossa análise aos valores observado entre 1.000 a 8.000 horas, o intervalo de variação reduzir-se-á, passando a ser entre 250 MW e 1.000 MW.

É de notar que o valor médio, dado que é uma medida de tendência central e a distribuição dos valores é próxima da normal, terá associada uma probabilidade de

ocorrência próxima de 50% do tempo, valor que é manifestamente insuficiente para os agentes poderem planear a contratualização do fornecimento a clientes com adequada continuidade de serviço. Ainda no pressuposto que a capacidade de interligação obedece a uma distribuição normal, para uma caracterização integral do ponto de vista estatístico faltaria indicar o respectivo desvio-padrão.

Um indicador simples é dado pelo rectângulo a vermelho, que representa o rectângulo com a área máxima possível que é possível traçar nesta curva, ou seja, a máxima energia transaccionável a potência constante através das interligações. O ponto que o define corresponde a 400 MW durante cerca de 7.700 horas, ou seja, 88% do tempo. Este par de valores assume um significado mais importante para os agentes de mercado do que o valor médio da capacidade de interligação.

Com este exemplo pretende-se realçar que a capacidade de interligação não se pode resumir a um valor singelo, como até agora os operadores das redes a apresentam, e uma fiabilidade associada. Deve ser uma família de valores por classe de duração (horas) em resultado de uma análise estatística obedecendo a uma metodologia rigorosa.

3.2. Fiabilidade prevista para a capacidade disponível

No n.º 5 do artigo 16.º é referido que o operador da rede de transporte em Portugal continental deve *“indicar quantitativamente a fiabilidade prevista para a capacidade disponível”*. Este conceito está algo vago na proposta, pelo que se recomenda a clarificação do seu significado.

3.3. Prestação de informação pelos operadores das redes

No artigo 36.º deveria ser mais detalhada a divulgação da informação a fornecer pelos operadores das redes em termos do seu conteúdo: por zona, por cliente, etc..

Deveriam ainda ser especificados os meios pelos quais os operadores das redes comunicam aos utilizadores das redes a referida informação.

4. Regulamento de Relações Comerciais

4.1. Utilização do termo comercializador

O termo comercializador é utilizado ao longo do texto com dois significados distintos. Em alguns contextos, o termo tem o significado estrito da definição do artigo 9.º, em outros, tem um significado genérico, englobando os comercializadores e os comercializadores regulados.

Esta ambiguidade dificulta a leitura do regulamento, pelo que propomos que o termo se refira sempre ao sentido estrito da definição do artigo 9.º e que nas situações em que se pretenda um significado genérico se refiram ambas as designações: “comercializadores e comercializadores regulados”. A título ilustrativo da dificuldade de interpretação do regulamento em resultado desta ambiguidade, apresenta-se em seguida o n.º 1 do artigo 140.º:

“1 - Os clientes em BTN podem exclusivamente celebrar contratos de fornecimento de energia eléctrica com comercializadores ou com agentes externos.”

Que no final deveria ler-se “... *com comercializadores, com agentes externos ou com comercializadores regulados.*”.

4.2. Agente externo

A Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, que regulamenta o Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, estipula direitos e deveres exactamente iguais para os agentes externos e para os comercializadores. Assim, as disposições do artigo 11.º deveriam ser idênticas às do artigo 9.º, devendo ser acrescentado um n.º 2 idêntico ao do artigo 9.º.

4.3. Interrupções por falta de contrato de fornecimento ou de contrato de uso das redes

O artigo 49.º deveria ser mais desenvolvido, identificando as formas pelas quais o operador da rede de distribuição poderá tomar conhecimento de que o cliente deixou de ser detentor de um contrato de fornecimento. Entre essas formas deveria ser incluída a comunicação por parte do comercializador ou agente externo com o qual o cliente tenha celebrado contrato de fornecimento.

4.4. Agente Comercial

O modelo de actuação do Agente Comercial descrito no artigo 57.º assenta no pressuposto de que o mercado organizado está em funcionamento.

Conforme já foi mencionado no ponto 2.1, é importante clarificar de que forma o Agente Comercial irá actuar e que tarifas irá aplicar no cenário do mercado organizado não entrar em funcionamento em tempo útil para poder ser considerado na fixação das tarifas de 2006.

4.5. Disponibilização de dados de consumo

No artigo 131.º deve ser referido que os dados a ser disponibilizados aos agentes de mercado devem permitir a verificação da facturação do acesso dos clientes e da liquidação de desvios à programação efectuada pelo Acerto de Contas.

Em termos de estrutura, seria eventualmente dispensável a utilização de subsecções na secção onde este artigo está inserido.

4.6. Impedimento à mudança de fornecedor

O n.º 4 do artigo 141.º determina que “*A existência de valores em dívida de um cliente junto de um fornecedor não deve impedir a mudança para outro fornecedor, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.*”. Os números seguintes consideram causas impeditivas de mudança de fornecedor a existência de valores em dívida para com o operador de rede ou o comercializador regulado.

Assim, estas disposições discriminam os comercializadores e agentes externos face aos comercializadores regulados, resultando em maior risco na actividade de comercialização no mercado. O risco acrescido traduzir-se-á, obviamente, em preços mais elevados no mercado, o que resultará em prejuízo dos clientes honestos face aos prevaricadores, pelo que consideramos que esta discriminação deveria ser eliminada.

Ainda dentro do tema das barreiras à mudança de fornecedor, propomos que seja feita menção expressa de que a identificação de situações de falta de conformidade técnica em instalações que se encontrem já em fornecimento, nomeadamente a ausência de dispositivo de controlo da potência, não pode constituir obstáculo à mudança de fornecedor.

4.7. Obrigações de serviço público e protecção dos consumidores

O n.º 2 do artigo 145.º estabelece que *“Os comercializadores e agentes externos ficam sujeitos à obrigação de apresentação de propostas de fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que o solicitem [...]”*.

Esta disposição deveria ser eliminada, dado que ultrapassa os deveres estabelecidos no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, nomeadamente o disposto no n.º 2 do artigo 9.º do referido Decreto-Lei, que em seguida se transcreve:

“2 – Os comercializadores de último recurso estão obrigados a assegurar o fornecimento de energia eléctrica a clientes não vinculados no caso de incumprimento do respectivo comercializador ou a outros clientes sempre que não haja nenhum comercializador que o queira fazer em condições comerciais devidamente justificadas.”

4.8. Indicadores e padrões de qualidade de serviço a especificar no contrato de fornecimento

Na alínea f) do n.º 1 do artigo 146.º são referidos *“Os indicadores e padrões de qualidade de serviço aplicáveis, bem como as compensações e as disposições de reembolso aplicáveis quando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos ou contratados não forem observados.”*

Esta referência deverá ser melhor desenvolvida. Não se consegue entender se irão ser tratados apenas indicadores e padrões da responsabilidade do comercializador ou agente externo, que seriam exclusivamente comerciais, ou também indicadores e padrões da responsabilidade dos operadores das redes, dado que o comercializador ou agente externo deverá pagar aos seus clientes eventuais compensações que lhes sejam devidas por falhas na qualidade de serviço técnica, matéria da responsabilidade dos operadores das redes.

4.9. Desagregação dos valores facturados

O n.º 4 do artigo 147.º refere que *“Sempre que solicitado, os comercializadores e agentes externos devem informar os seus clientes da desagregação dos valores facturados, contemplando, nomeadamente, os valores relativos às tarifas de uso global do sistema, uso das redes e comercialização das redes.”*

Este nível de desagregação parece excessivo, ainda para mais quando a proposta regulamentar contempla agrupar as referidas tarifas numa única tarifa de acesso, e poderá obrigar a desenvolvimentos informáticos adicionais nos sistemas comerciais, que se reflectirão em custos adicionais para os clientes sem que daí resulte um benefício evidente. Assim, propomos que a obrigação de desagregação contemple apenas o destaque dos valores relativos à tarifa de acesso.

4.10. Quantidades de energia eléctrica a adquirir pelo comercializador regulado

Propomos a seguinte redacção para o n.º 4 do artigo 151.º, para melhorar o entendimento desta disposição:

“O comercializador regulado deve adquirir nos mercados organizados as quantidades de energia eléctrica equivalentes às colocadas no mercado pelo Agente Comercial, limitadas às quantidades necessárias à satisfação dos consumos dos seus clientes.”.

Ainda no mesmo artigo, nas quantidades de energia eléctrica a adquirir pelo comercializador regulado está incluída, para além de uma quantidade equivalente à energia adquirida pelo Agente Comercial aos produtores cujo respectivo CAE esteja em vigor, uma quantidade equivalente à energia produzida pelos PRE, o que ultrapassa o disposto no n.º 5 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto. A aquisição da quantidade de energia equivalente à energia produzida pelos PRE é uma obrigação partilhada por todos os comercializadores, sendo imputada através da tarifa de Uso Global do Sistema.

4.11. Aquisição de energia eléctrica pelos comercializadores regulados que assegurem fornecimentos em BT

O n.º 7 do artigo 151.º deveria ser eliminado, por forma a não discriminar os comercializadores regulados que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, ao não lhes ser facultado o direito de escolha na contratação do fornecimento de energia.

4.12. Contratação de fornecimento de energia eléctrica a instalações eventuais e provisórias

O artigo 158.º, relativo ao contrato de fornecimento em instalações eventuais e provisórias, encontra-se sob o capítulo X, relativo à comercialização regulada de energia eléctrica. Visto que não há razões objectivas para discriminar este tipo de instalações, não lhes facultando o direito de escolha na contratação do fornecimento de energia, este artigo deveria ser transferido para o capítulo IX, relativo à comercialização.

4.13. Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente

A alínea c) do artigo 177.º deveria passar para o artigo 50.º, por se tratar de uma cláusula genérica, independente do cliente contratar o fornecimento pelo comercializador regulado ou no mercado.

A restrição das restantes cláusulas ao âmbito da comercialização regulada tem como resultado que o risco da actividade de comercialização no mercado é maior do que se lhe fossem também aplicáveis (cf. ponto 4.6, relativo ao impedimento à mudança de fornecedor). O risco acrescido traduzir-se-á, obviamente, em preços mais elevados no mercado, o que resultará em prejuízo dos clientes honestos face aos prevaricadores.

4.14. Regime de interruptibilidade

O exercício do regime de interruptibilidade, desenvolvido no artigo 180.º, é conferido em exclusividade ao comercializador regulado em MT e AT. Esta exclusividade afigura-se redutora e discriminatória, no pressuposto assumido de que o mercado organizado está em funcionamento.

A interruptibilidade deveria ser tratada no contexto do fornecimento de serviços de sistema. Este parece ser também o entendimento de base da ERSE, ao considerar que a quantidade de potência interruptível é aprovada na sequência de propostas a apresentar pela entidade concessionária da RNT. Consideramos que carece de fundamento excluir os comercializadores e agentes externos, à partida, de poder participar no mercado de interruptibilidade.

4.15. Limitações à contratação bilateral por agentes externos

O articulado do artigo 188.º tem como pressuposto implícito que os agentes externos apenas podem transaccionar energia através das interligações, o que se afigura discriminatório e redutor face à legislação em vigor, nomeadamente a Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, que regulamenta o Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto (cf. comentários do ponto 4.2).

Neste sentido, consideramos que não deve ser restringido o direito de celebração de contratos bilaterais aos agentes externos, pelo que propomos a eliminação da referência a estes agentes na alínea a) do n.º 1 do artigo 188.º. Pelos mesmos motivos, consideramos que a referência explícita aos agentes externos no n.º 4 do mesmo artigo deve ser retirada.

Numa perspectiva mais abrangente, o n.º 4 do artigo 188.º deveria ser retirado na íntegra, dado que a real questão em análise é a limitação da utilização das interligações pelos agentes, que não se limita à contratação bilateral.

Refira-se ainda que o limite de utilização das interligações deveria ser harmonizado com o praticado em Espanha, isto é, a soma dos valores de capacidade de interligação no sentido da importação e da exportação. Esta proposta tem em conta, para além de razões de reciprocidade, o facto da metodologia seguida em Espanha estar em linha com a política da União Europeia de utilização do *netting* nas trocas transfronteiriças.

4.16. Parcela livre

A data efectiva da extinção da parcela livre deveria ser clarificada nas disposições finais. A extinção deveria ocorrer tão rápido quanto possível, preferencialmente à data de entrada em vigor dos regulamentos agora em apreciação, visto que já se encontram verificadas as condições para a sua extinção, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.

A parcela livre constitui uma barreira ao desenvolvimento da concorrência no mercado eléctrico que beneficia exclusivamente a EDP Distribuição, resultando no agravamento das tarifas dos clientes finais do SEP e dos preços dos clientes no SENV.

5. Regulamento Tarifário

5.1. Avaliação do impacto tarifário

A ERSE deveria fazer uma avaliação prévia do impacto tarifário resultante das alterações efectuadas nas diferentes perspectivas, a saber:

- a) Passagem de custos até agora no SEP para todos os clientes, nomeadamente da actual tarifa de energia e potência para a tarifa de uso global do sistema.
- b) Inclusão de novos custos, como sejam os CMEC.
- c) Alterações na estrutura tarifária, nomeadamente da tarifa de energia, da tarifa de uso global do sistema e das tarifas de uso da rede.

5.2. Garantia de potência

O artigo 16º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, estabelece o direito dos produtores em regime ordinário que participem no mercado a um pagamento de potência dependente da sua disponibilidade no período de maior procura ou escassez de oferta. Estabelece ainda que os proveitos do pagamento da garantia de potência são proporcionados por uma tarifa fixada pelo regulamento tarifário, aplicável a todos os consumidores.

A tarifa referida, bem como os proveitos associados, deveria estar identificada na proposta regulamentar em apreço.

5.3. Convergência para tarifas aditivas

Apresenta-se em seguida uma proposta de metodologia de convergência para tarifas aditivas mais robusta que a proposta no regulamento. Na proposta que apresentamos é considerado como cenário tarifário base para os clientes as tarifas aditivas.

A metodologia de convergência para tarifas aditivas da actual proposta regulamentar procura resolver as limitações evidenciadas pela metodologia actual, que resultaram na efectiva divergência das tarifas de venda a clientes finais relativamente às tarifas aditivas, conforme se pode verificar no quadro seguinte (construído a partir da informação incluída nos documentos justificativos publicados pela ERSE aquando da fixação anual das tarifas), ao comparar as colunas relativas à percentagem da receita resultante da tarifa aditiva que a tarifa de venda a clientes finais representa na tabela “Tarifário 2002” e na tabela “Tarifário 2005” (VCF %*aditiva*). Para além da divergência real das tarifas de 2002 para 2005, relativamente às tarifas aditivas, são ainda evidentes as subsidiasões cruzadas entre níveis de tensão, com a BT a pagar para os níveis de tensão superiores. No entanto, o problema não deverá ter a dimensão que os valores da tabela indiciam (cf. ponto 5.4, relativo às tarifas aditivas e margem).

Evolução 2002-2005	VCF		Tarifas aditivas		VCF-Acesso		TEP+Com.SEP		Acesso	
	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%	€/MWh	%
MAT	2,97	7,4%	8,38	16,9%	-1,41	-4,0%	4,00	9,0%	4,38	84%
AT	3,35	7,5%	8,72	16,1%	-0,96	-2,5%	4,42	9,4%	4,31	60%
MT	4,54	6,5%	11,65	15,5%	-0,55	-1,1%	6,56	12,0%	5,09	25%
BTE	6,32	6,9%	9,51	10,2%	2,70	4,6%	5,89	9,9%	3,62	11%
BTN>20,7 kVA tri-hor.	7,11	7,4%	9,13	10,0%	2,56	4,2%	4,58	8,1%	4,55	13%
BTN>20,7 kVA simples	8,13	7,4%	10,99	10,4%	3,22	4,9%	6,08	9,9%	4,91	11%
BTN<20,7 kVA bi-hor.	7,67	7,4%	7,84	7,8%	4,22	6,9%	4,39	7,5%	3,45	8%
BTN<20,7 kVA simples	9,65	7,4%	7,28	5,8%	7,13	9,8%	4,76	7,2%	2,52	4%
Iluminação Pública	5,90	7,4%	-7,37	-10,3%	13,65	26,1%	0,38	0,9%	-7,75	-28%
TOTAL	7,11	7,2%	8,07	8,3%	3,99	6,7%	4,96	8,4%	3,12	8,1%
Taxas anualizadas		2,4%		2,7%		2,2%		2,7%		2,6%

Tarifário 2005	VCF		Tarifas aditivas		VCF-Acesso		TEP+Com.SEP		Acesso	
	€/MWh	% aditiva	€/MWh	% VCF	€/MWh	% VCF	€/MWh	% VCF	€/MWh	% VCF
MAT	43,0	74%	58,1	135%	33,4	78%	48,5	113%	9,6	22%
AT	48,2	77%	62,8	130%	36,8	76%	51,3	107%	11,4	24%
MT	74,9	86%	86,9	116%	49,3	66%	61,4	82%	25,6	34%
BTE	98,4	96%	102,9	105%	61,0	62%	65,5	67%	37,4	38%
BTN>20,7 kVA tri-hor.	103,3	102%	100,8	98%	63,8	62%	61,4	59%	39,4	38%
BTN>20,7 kVA simples	118,0	101%	116,9	99%	68,9	58%	67,8	57%	49,1	42%
BTN<20,7 kVA bi-hor.	111,6	102%	108,9	98%	65,2	58%	62,5	56%	46,4	42%
BTN<20,7 kVA simples	140,8	107%	132,0	94%	79,7	57%	70,9	50%	61,1	43%
Iluminação Pública	85,9	134%	64,0	74%	66,0	77%	44,1	51%	19,9	23%
TOTAL	105,6	100%	105,5	100%	63,9	60%	63,8	60%	41,8	40%

Tarifário 2002	VCF		Tarifas aditivas		VCF-Acesso		TEP+Com.SEP		Acesso	
	€/MWh	% aditiva	€/MWh	% VCF	€/MWh	% VCF	€/MWh	% VCF	€/MWh	% VCF
MAT	40,0	81%	49,7	124%	34,8	87%	44,5	111%	5,2	13%
AT	44,9	83%	54,0	120%	37,7	84%	46,9	105%	7,1	16%
MT	70,3	93%	75,3	107%	49,8	71%	54,8	78%	20,5	29%
BTE	92,1	99%	93,4	101%	58,3	63%	59,6	65%	33,8	37%
BTN>20,7 kVA tri-hor.	96,1	105%	91,7	95%	61,3	64%	56,8	59%	34,9	36%
BTN>20,7 kVA simples	109,9	104%	105,9	96%	65,7	60%	61,7	56%	44,2	40%
BTN<20,7 kVA bi-hor.	103,9	103%	101,1	97%	61,0	59%	58,2	56%	42,9	41%
BTN<20,7 kVA simples	131,2	105%	124,7	95%	72,6	55%	66,1	50%	58,6	45%
Iluminação Pública	80,0	112%	71,4	89%	52,3	65%	43,7	55%	27,7	35%
TOTAL	98,5	101%	97,5	99%	59,9	61%	58,8	60%	38,6	39%

Significado das siglas empregues na tabela:

VCF - aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP

Tarifas aditivas - aplicação das tarifas por actividade

VCF-Acesso representa o custo implícito do fornecimento de energia no SEP, incluindo comercialização

TEP+Com.SEP - aplicação das tarifas de Energia e Potência e de Comercialização no SEP

TEP - aplicação da tarifa de Energia e Potência

Acesso - custos com UGS e Redes

UGS - aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema

Redes - aplicação das tarifas de Uso de Redes e de Comercialização de Redes

A metodologia da proposta regulamentar continua a não garantir a convergência efectiva para as tarifas aditivas, já que não é possível garantir que o valor de limitação para as variações tarifárias permita incorporar as externalidades de magnitude elevada que têm de ser incluídas na tarifa de UGS (CMEC, crescimento da produção a partir de fontes renováveis, OMIP ou terrenos das centrais), não eliminando o risco das tarifas de venda a clientes finais do SEP manterem a tendência de divergência das tarifas aditivas. Adicionalmente, como as tarifas de acesso não estão sujeitas a mecanismos de limitação e a sua estrutura difere bastante da estrutura das tarifas de venda a clientes finais, existe risco de que as assimetrias nos vários níveis de tensão se continuem a agravar.

A nossa proposta para solucionar este problema, eliminando o risco identificado, passaria pelos seguintes passos:

1. Considerar como cenário tarifário base para os clientes as tarifas aditivas;
2. Identificar classes de clientes e explicitar os respectivos descontos/agravamentos a aplicar às tarifas aditivas em cada classe para que os clientes sofram impacto tarifário mínimo, pagando o equivalente à actual tarifa de venda a clientes finais do SEP;
3. Definir um mecanismo plurianual para a extinção gradual de descontos aos clientes.

Ao considerar as tarifas aditivas o cenário tarifário base para os clientes assegura-se a eliminação, por um lado, das actuais subsidiasões cruzadas entre níveis de tensão e, por outro, das subsidiasões cruzadas entre clientes no mesmo nível de tensão, que resultam da diferença entre a estrutura das tarifas de venda a clientes finais do SEP e a das tarifas aditivas.

A extinção dos descontos deverá ser o mais rápida possível, sem que daí resultem impactos excessivos. Como a base de clientes pelos quais se irá repartir este impacto deverá diminuir com o tempo, dado que os clientes que estão a pagar por excesso irão entretanto saindo para o mercado, será recomendável impor um máximo de variação, no espírito do conceito da variável $\Theta_{i,n}$ da proposta regulamentar.

Os factores de agravamento deverão ser definidos por forma a assegurar que os proveitos permitidos são recuperados na totalidade pela aplicação das tarifas após a internalização dos descontos aplicáveis.

Esta proposta tem ainda a vantagem de permitir evitar o trabalho duplicado, configurado na proposta regulamentar, de aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas das tarifas de venda a clientes finais e das tarifas de venda a clientes finais de referência.

5.4. Tarifas aditivas e margem

A metodologia de fixação das tarifas utilizada pela ERSE não emula a prática do mercado. No mercado tipicamente são identificadas tarifas que permitam recuperar os custos associados ao produto ou serviço que vai ser fornecido ao cliente e, seguidamente, definida uma política de margem a praticar em cada classe de clientes. Na metodologia da ERSE é definida uma remuneração que é somada aos custos a recuperar e a tarifa é fixada de forma a recuperar o valor total. Desta forma, todos os clientes estão a contribuir de forma homogénea para a referida remuneração, isto é, a margem praticada é indiferenciada, pelo menos nas tarifas de acesso, já que nas tarifas de venda a clientes finais actuam factores de limitação da evolução dos termos tarifários.

Seria possível, de forma simples, aproximar a metodologia de fixação das tarifas da prática do mercado. A nossa proposta é que, num primeiro passo, sejam determinados os proveitos permitidos necessários para a recuperação dos custos incorridos em cada actividade (excluindo desta análise a remuneração da actividade). Determinar-se-iam então tarifas de referência, que permitissem a recuperação daqueles proveitos permitidos. Paralelamente, seriam calculadas as remunerações relativas a cada uma das actividades e afectar-se-iam as margens aos preços das variáveis tarifárias relevantes por escalamento multiplicativo ou aditivo, de acordo com a regra do inverso da elasticidade (preços de Ramsey), por forma a recuperar as referidas remunerações.

5.5. Potência em horas de ponta

Esta variável corresponde, na prática, a energia activa em horas de ponta, pelo que se propõe a sua eliminação e a transferência dos custos a ela associados para energia activa em horas de ponta.

A existência de duas variáveis a induzir incentivos idênticos (reduzir o consumo de energia activa em horas de ponta) é motivo de confusão para clientes menos esclarecidos e retira peso percebido ao incentivo em causa, que será melhor entendido caso o sinal seja dado através de um único preço.

O preço da potência em horas de ponta é convertível em preço de energia activa em horas de ponta, sem recorrer a variáveis adicionais às já utilizadas na facturação da potência em horas de ponta, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_E = \sum_{i=1}^{12} \frac{Ep_i / \sum_{i=1}^{12} Ep_i}{Hp_i} \times P_p$$

em que:

P_E - preço da energia activa em horas de ponta

Ep_i - energia activa em horas de ponta no mês i

Hp_i - horas de ponta no mês i

P_p - preço da potência em horas de ponta

Esta expressão resulta de igualar a expressão que define a receita resultante da aplicação do preço da potência em horas de ponta com uma expressão em que a receita resulte da aplicação de um preço para a energia em horas de ponta.

$$\sum_{i=1}^{12} \frac{Ep_i}{Hp_i} \times P_p = \sum_{i=1}^{12} Ep_i \times P_E$$

5.6. Tarifa de energia

Foram introduzidas alterações à tarifa de energia, sucedânea da tarifa de energia e potência, tanto ao nível da estrutura como dos proveitos a considerar, que só serão consistentes quando o mercado organizado entre em funcionamento.

No cenário do mercado organizado não entrar em funcionamento em tempo útil para poder ser considerado na fixação das tarifas de 2006, é importante clarificar as consequências ao nível da estrutura e dos proveitos desta tarifa, até porque se trata de uma tarifa com peso significativo na estrutura tarifária.

5.7. Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico

Deveria ser um dos temas a clarificar no cenário do mercado organizado não entrar em funcionamento em tempo útil para poder ser considerado na fixação das tarifas de 2006.

Ainda que não dependa directamente do mercado organizado, este tema está intimamente relacionado com a sua entrada em funcionamento. Na actual proposta, as amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico foram transferidas dos custos a repercutir na tarifa de energia para os custos a repercutir na tarifa de uso global do sistema. No entanto, de acordo com os preâmbulos da legislação relativa aos terrenos das centrais, esta opção está inserida no contexto da extinção antecipada dos CAE, o que faz todo o sentido, já que as centrais instaladas nesses terrenos só passarão a estar ao serviço de todos os clientes após a efectiva extinção dos CAE.

5.8. Ajuste trimestral no 1º trimestre

Propomos que o valor do ajuste do 1º trimestre seja incorporado na publicação das tarifas para o ano seguinte.

Trata-se de uma medida simples que facilitaria a comparação entre as tarifas praticadas no sistema regulado e no mercado. Sendo possível identificar o ajuste do 1º trimestre à data de publicação das tarifas para o ano seguinte, faz todo o sentido incorporar esse ajuste nas tarifas, juntamente com os ajustes anuais relativos ao ano anterior e ao ano em curso já previstos no Regulamento Tarifário. Com esta medida seria integrado nas tarifas um ajustes trimestrais que pode assumir valores geralmente elevados, por se reportar a erros de previsões relativas ao 3º trimestre, reduzindo a volatilidade das tarifas. Além disso, evitaria a actual incongruência de os preços das tarifas para o 1º trimestre serem publicados e, poucos dias depois, serem alterados em resultado da publicação do ajuste trimestral.

5.9. Data de publicação das tarifas e dos ajustes trimestrais

Os contratos celebrados no mercado que têm início em um dado mês têm de ser declarados até ao dia 15 do mês anterior, prazo que coincide com o prazo limite de publicação das tarifas para o ano seguinte e antecede o dos ajustes trimestrais.

Propomos que estes prazos sejam articulados, passando a haver um intervalo de 7 dias entre o prazo de publicação das tarifas e dos ajustes trimestrais e o prazo de declaração dos contratos, permitindo aos clientes ter acesso a informação o mais actual possível e, conseqüentemente, melhorar a qualidade da sua escolha.