

Comentários sobre o

ANÚNCIO DE PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO

ENTIDADE REGULADORA DO SECTOR ELÉCTRICO

21 de Julho de 1997

Luís Marcelino Ferreira
Secção de Energia
Instituto Superior Técnico
19 de Setembro de 1997

Os comentários aqui feitos dizem respeito só à Secção 3, designada "Questões a Debater", do documento Anúncio de Proposta de Regulamentação, da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (APR-ERSE).

Os comentários têm a mesma sequência das questões. As questões não são repetidas aqui. Os títulos e índices usados no documento APR-ERSE são aqui mantidos, para facilidade de referência. Assim o primeiro índice é 6. O formato do documento também se mantém.

O intuito destes comentários é confrontar os problemas com soluções, e por vezes, confrontar as soluções com problemas. Os comentários foram feitos num espírito de abertura, não de acanhamento. Os comentários são sucintos; ficou ainda muito por esclarecer e comentar.

Quero agradecer ao meu colega e amigo, Prof. João Santana, o facto de me convidar a, e repetidamente ter insistido para, que fizesse estes comentários.

Lisboa, 19 Set 97

Luís Marcelino Ferreira

6. QUESTÕES GERAIS DE REGULAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

6.1 GRAU DE DETALHE E FLEXIBILIDADE

A indústria de energia eléctrica é uma indústria de processo, um processo em ambiente de incerteza e em que não só os objectivos e restrições variam no tempo mas até o próprio sistema se modifica no tempo. A regulação dum processo requer

- objectivo — custos a minimizar e/ou restrições a satisfazer
- observabilidade — capacidade para observar as variáveis adequadas do sistema, observá-las para uma correcta identificação e para efeitos de actuação adaptada à resposta do sistema
- controlabilidade — capacidade de actuar (por preço ou por comando) tendo em conta o sistema, as variáveis observadas e o objectivo da regulação

A legislação aponta contudo para um modelo de regulação muito detalhado e em que as situações devem ser explicitadas a priori e deixa pouco espaço de manobra para um verdadeiro processo de regulação — com uma actuação adaptada à resposta do sistema. Nesta perspectiva, o detalhe da legislação é por vezes embaraçante. O legislador, no seu esforço para proteger o sistema, acaba por dificultar a tarefa duma regulação efectiva e robusta, capaz de enfrentar a agressividade das perturbações a que o sistema vai estar exposto. A posição do legislador é contudo compreensível — não há tradição de regulação em Portugal, só agora foi criada a Entidade Reguladora.

Assim, proponho que, na medida do possível, se opte por definir regras fundamentais, simples, e que se procure deixar grande flexibilidade para actuação futura. Com a experiência e crescente envolvimento no processo será possível pensar num novo estatuto legislativo mais conducente a um melhor desempenho do processo regulador.

6.2 RITMO DE INTRODUÇÃO DAS MUDANÇAS

Uma mudança é uma perturbação do ponto de vista do cliente, do produtor, do fornecedor. Uma perturbação, mesmo se favorável, requer um esforço de adaptação. Uma grande mudança desencadeia não-linearidades e pode levar a situações conducentes a instabilidade: excessiva capacidade e custos exagerados para o cliente cativo.

Um outro ponto a ter em atenção é que a maior mudança em questão é de natureza exógena: a abertura da rede a produtores e consumidores não-vinculados (nacionais ou estrangeiros) parte da directiva comunitária associada ao mercado europeu de electricidade.

O sector eléctrico (para não falar de outros sectores) não tem experiência de regulação. É interessante notar que só agora — na era da desregulação — é que é criada a Entidade Reguladora (bem haja!). Como a fase de monopólio regulado não existiu (nem em Portugal, nem na Europa), este passo de mudança está a ser dado sem se terem dado os passos anteriores de regulação. É importante que este passo (e os seguintes) sejam seguros. E que aprendamos o que não fizemos, o que os outros fizeram bem, e o que confessaram terem feito mal. O ritmo de introdução da mudança deve ser gradual, sem pressas, e a actuação feita com prudência.

Um ritmo sem pressas, conducente a uma actuação prudente e segura, não implica que não sejam apontados objectivos avançados; devemos saber aonde queremos chegar e como lá iremos chegar. É claro que o horizonte e as decisões esperadas também mudarão à medida que o futuro se vai revelando (as incertezas de hoje ir-se-ão desvanecendo e as incertezas de amanhã ir-se-ão desdobrando em múltiplos cenários). Hoje, é preciso definir objectivos, avaliar a incerteza, dar o primeiro passo de mudança, e preparar os passos seguintes. O passo de hoje deve respeitar as condições fronteira do sistema, incluindo os requisitos de continuidade e suavidade.

6.3 EQUILÍBRIO ENTRE OS OBJECTIVOS DE CURTO E LONGO PRAZO

Debate-se aqui o equilíbrio entre o *preço* da electricidade no curto prazo e a qualidade e segurança do abastecimento no longo prazo.

Se a regulação for feita com base em taxa de retorno, o retorno variará de acordo com os investimentos feitos — haverá investimento, mas não haverá necessariamente garantia de que o investimento é aplicado correctamente. Para garantir a aplicação correcta do investimento, é necessário observar, escrutinar, e cooperar na definição dos planos de investimento.

Se a regulação for feita por preços (ou incentivos), é natural que a qualidade de serviço e a segurança do sistema diminuam de nível — para o nível mínimo especificado para o longo prazo (se tal especificação puder ser feita)

Preços altos, e portanto conducentes a elevada rendibilidade, não dão garantia de que vai haver mais investimento. *Para haver investimento é necessário haver rendibilidade e o risco da perda dessa rendibilidade (se não se fizer investimento).*

Ora este risco da perda de rendibilidade só pode ser criado se houver um processo de regulação bem constituído e atento e/ou se houver forças concorrenciais em jogo.

7. QUESTÕES ESPECÍFICAS

7.1 TARIFAS

7.1.3 FORMA DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA

“Uma regulação por taxa de rendibilidade? Uma regulação directa dos preços? Uma regulação mista?”

Ensina a teoria da regulação que, quando não se conhece bem o processo a regular, deve-se optar por uma regulação por preço — o preço deve baixar. Pelo contrário, se se conhece bem o processo, deve-se optar por uma regulação por comando e taxa de rendibilidade (depois de descontadas as despesas imprudentes e as injustificadas). Para um grau intermédio de conhecimento, deve-se optar por uma regulação mista.

Assim, poderíamos pensar que uma regulação por preço seria adequada. Contudo, sou da opinião de que nesta situação de mudança do sector eléctrico português, uma regulação por taxa de rendibilidade será mais adequada. As razões são as seguintes:

- É uma situação de mudança, há que salvaguardar os níveis de qualidade e segurança de fornecimento de electricidade;
- A situação do SEN é estruturalmente simples:
 - interligação com uma só área
 - rede de transporte duma só empresa
 - distribuição sem ilhas
 - estrutura em cascata até ao cliente
- O SEN apresenta actualmente um bom nível de rendibilidade, que a regulação por rendibilidade manterá;
- Existem condições para uma adequada observação do sistema. A observação, por si só, já induz um comportamento mais eficiente do sistema.
- A ERSE patrocina a cooperação entre os vários protagonistas do SEN, o que conduzirá a vantagens que reverterão a favor do cliente.

7.1.4 SEPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS CUSTOS

A separação de custos apresentada é suficientemente exaustiva. Poder-se-ia ainda separar mais os custos, mas tal esforço não teria interesse prático.

É interessante conhecer os custos separados, mas uma rigorosa contabilidade (qual é exactamente a contribuição de cada actividade para cada custo) não é imprescindível. Demonstra-se que o esforço de comunicação entre organizações por vezes excede o benefício dessa comunicação. Penso que tal também pode acontecer com a contabilidade.

Gostaria aqui de aproveitar a frase “os sobrecustos de aquisição de energia eléctrica ao SEI” para fazer o seguinte comentário: Não está demonstrado que se trata de sobrecustos. Uma análise simplista — embora porventura baseada em rigorosa contabilidade — pode indicar uma valia muito baixa para essa energia (digamos 3\$79/kWh). Por outro lado, um palpite educado (“educated guess”) pode avaliar essa energia em, grosso modo, 10\$00/kWh. É provável que o palpite esteja mais próximo do valor correcto do que o cálculo contabilístico rigoroso. O ponto que eu quero fazer aqui é que uma coisa é contabilizar os custos separadamente; outra coisa é a imputação desses custos a preços e valias (cf. 7.1.8).

A imputação de custos a preços e valias está para além do “contabilismo”. Deve ser baseada num modelo global construído com base nos princípios da programação matemática e em obediência às restrições de engenharia.

7.1.5 CUSTOS E TARIFAS

Todos os custos separados são para repartir entre o sistema vinculado e o não-vinculado, excepto os primeiros, “Aquisição de Energia Eléctrica pela Concessionária da RNT”.

Contudo, um cliente não-vinculado provavelmente não conseguirá satisfazer sempre a sua carga só à custa de produtores não-vinculados. Há várias razões para isto: indisponibilidades fortuitas e programadas, da parte do produtor; e crescimento da carga para além do nível esperado, da parte do cliente. Esses tempos de não-satisfação podem ser longos e a não-satisfação de considerável magnitude. Assim, o cliente não-vinculado terá também provavelmente um contrato de potência e energia com o sistema vinculado. O cliente não-vinculado não deve ter um contrato especial, um contrato que o exclua da imputação destes custos. Se tiver um contrato normal, o cliente não-vinculado será também um cliente vinculado. E assim, o cliente não-vinculado suportará *de facto* a

imputação de custos “Aquisição de Energia Eléctrica pela Concessionária da RNT”.

A parcela “Uso do Sistema Comercial de Distribuição” — com os seus custos de leitura, facturação e cobrança, e aparelhagem de medida — deve ser separada *por cliente*.

7.1.6 NÍVEL TARIFÁRIO

“Só devem ser considerados os custos que correspondam a uma gestão eficiente”

Isto é uma tarefa difícil — mas assaz relevante — para o regulador. Contudo, elicitar custos de gestão com base em comparações de preços de venda de kWh não é tarefa fácil. Frequentemente os custos de venda são fortemente afectados por externalidades: impostos, restrições a combustíveis nacionais, onerosas centrais nucleares. O SEN não tem sido afectado por tais externalidades.

7.1.7 ESTRUTURA TARIFÁRIA

A actual estrutura tarifária tem um desenho clássico — estrutura binomial. Não há razão para esta estrutura ser alterada, pelo menos no futuro imediato. Através de uma redução apreciável de preços para períodos de vazio, o presente tarifário já oferece incentivos para uma melhor exploração do sistema.

No futuro próximo, a ERSE deve elaborar um tarifário moderno. É que um tarifário moderno é a melhor defesa dos interesses do SEP (e em larga medida, do próprio SENV — há interesses comuns). Um tarifário moderno é baseado numa formulação científica do problema, e produz tarifas correctas e robustas. Essas tarifas conduzem a uma melhor utilização dos recursos e a uma diminuição dos custos da electricidade.

Um tarifário clássico e um tarifário moderno podem co-existir.

7.1.8 PROCEDIMENTOS

Concordo que o processo de *formulação* dos preços seja transparente. Não basta saber qual é o preço fixado, é conveniente que se compreenda que o preço fixado foi determinado correctamente.

Pode-se argumentar que não há uma maneira correcta, mas muitas maneiras mais ou menos correctas. As maneiras mais correctas devem então ser preferidas. Assim, é conveniente que o processo de formulação de preços tenha uma base científica, e não meramente contabilística. O "contabilismo" é perigoso. Vou ilustrar com um exemplo.

Consideremos a consagrada estrutura de tarifa binomial (usada em muitos sistemas, durante muitos anos). Consta de uma parcela linear com a potência facturada (PF), e que corresponde à disponibilidade do sistema para fornecer energia, e de uma parcela linear com a energia consumida (EC). Assim, o custo total (CT) será

$$CT = A*PF + B*EC$$

em que A é o preço por unidade de potência (kW) e B é o preço por unidade de energia (kWh). Vamos calcular A e B contabilisticamente. Assim,

$A = CPS / PFT$ e $B = CES / EFT$, em que

CPS é o custo total de manter o sistema disponível (todos os custos não-energéticos, incluindo os custos de rendibilidade do sistema)

PFT é a potência facturada total (i.e. a soma de todos as PFs)

CES é o custo energético total (i.e. os custos de combustível)

EFT é a energia facturada total (i.e. a soma de todos as ECs)

Esta tarifa está contabilisticamente correcta, os custos de potência e de energia estão separados, mas é uma tarifa incorrecta. Um palpite educado rejeita-a. Um método com base científica não conduziria a tal tarifa. (Para um caso semelhante, cf. 7.1.4)

[Notas: (1) O procedimento do exemplo não corresponde aos valores fixados no Tarifário. (2) Seria interessante conhecer os valores de PFT]

7.1.9 METODOLOGIAS E REGRAS COMPLEMENTARES

Concordo que "os custos marginais serão um elemento importante na definição das estruturas tarifárias". A legislação também menciona "custos marginais". Gostava contudo de chamar a atenção para o seguinte:

Custos marginais (de curto, médio e longo prazo), mas de quê, custos marginais de quê? Qual a relação destes custos com as parcelas de custos separados? Esta questão deve ficar bem esclarecida, para assegurar a compreensão das tarifas.

Outro comentário, relacionado com este: Os custos marginais, uma vez estabelecidos e calculados, não podem ser simplesmente transpostos para as tarifas. Isso seria correcto num mercado competitivo; não seria correcto na presente situação do SEN.

7.2 TRATAMENTO DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS FACE À UNIFORMIDADE TARIFÁRIA

A discriminação geográfica levaria a diferentes rendibilidades para as (quatro) empresas distribuidoras. Isso pode ser evitado impondo igual rendibilidade (e portanto haverá uma subsídio cruzada ente consumidores de diferente distribuidoras — a meu ver, socialmente justificável). Tal imposição requer medidas de ajustamento.

Contudo, é de notar que os recentes movimentos de aproximação entre a SLE e LTE, e entre a EN e a CENEL podem levar a duas grandes empresas de distribuição. Essas duas empresas terão características mais semelhantes e poderão achar conveniente aceitar a uniformidade tarifária sem recurso a ajustamentos.

7.3 REGRAS DE ACESSO DOS CLIENTES FINAIS AO SENV

Este é um problema já com vários anos na comunidade internacional, e que nos visita agora.

Quando o consumidor tem alternativas de fornecimento, ele avalia essas alternativas. Assim, o consumidor admissível (neste momento, só um grande consumidor) poderá “abandonar” o SEP se encontrar electricidade mais barata no SENV. Mas porquê? O SEP não consegue competir com os novos custos de produção das novas centrais baseadas em novas tecnologias? Perante a realidade dum sistema aberto, o SEP reagirá. Oferecerá novas tarifas, especialmente aliciantes para os clientes “livres” (livres, por oposição a “cativos”, o nome dado aos pequenos consumidores, que não podem abandonar o SEP). [Estas tarifas aliciantes terão que ser, não só toleradas, mas até promovidas pela ERSE.] É natural que o cliente cativo veja os seus encargos aumentados e tente também ele escapar ao SEP. Para isso será necessário baixar o Nível de Admissibilidade. Baixará. Quanto menos e menores forem os cativos, mais encargos terão que suportar. O que fazer?

Porque não fazer o SENV compartilhar nos custos do SEP e assim aliviar o encargo dos cativos? — pergunta a actual proposta da ERSE. Eu creio que é uma boa ideia.

Outra ideia baseia-se no facto de que provavelmente o fornecedor não-vinculado nem sempre consegue satisfazer o cliente não-vinculado (cf. 7.1.5). O cliente não-vinculado terá assim um contrato com o SEP para o fornecimento do resto da sua carga, e porventura para a totalidade da carga durante alguns períodos. Ele será um cliente dual. Também ele será cativo do SEP. Então, que ele seja um cativo igual aos outros, que lhe não seja oferecido nem um contrato mais pesado nem mais leve. Isto é, que o seu contrato para fornecimento de electricidade pelo SEP seja um contrato normal, standard, baseado no Tarifário, com potência e energia — que não seja um contrato ou uma tarifa especial. Estes contratos, naturalmente e por si só, aliviarão os encargos dos clientes cativos.

7.4 DIREITO DOS DISTRIBUIDORES À AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA FORA DO SEP

O meu ponto de vista nesta matéria é conforme com o comentário de 7.3. De notar porém que a legislação neste ponto não impõe um compasso de espera para estes contratos, ao contrário do que acontece para os contratos de 7.3.

7.5 PARTILHA DE BENEFÍCIOS ENTRE O SEP E O SENV

Parece-me que este ponto é uma fraqueza da legislação em vigor. Um produtor do SENV tem contratos de produção, se não há impedimento de transporte, porque não deixá-lo produzir como contratado? Porquê obrigá-lo compulsivamente a beneficiar? Porquê forçá-lo a ter benefícios que se calhar não quer, porque não os considera como benefícios. Há imponderáveis que contam: o stress (térmico, material e humano) que a sujeição ao Despacho obriga, as repercussões na manutenção e na indisponibilidade dos grupos, e outros. Há aqui uma enfermidade, do ponto de vista de princípio e do ponto de vista prático.

Se, voluntariamente, o produtor não-vinculado quiser participar num contrato de despacho conjunto com o SEP, talvez isso fosse desejável. Isso será naturalmente uma área muito sensível, com uma interface difícil (incluindo do ponto de vista contabilístico).

A partilha de benefícios entre o SEP e o SENV é uma situação artificialmente criada, mas de grande delicadeza. Além das desvantagens apontadas acima, é muito susceptível a jogos (a não confundir com competição).

7.6 ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES E RECIPROCIDADE

Em primeiro lugar, é preciso salvaguardar uma parcela da capacidade de interligação para contratos de gestão do sistema, que são contratos de natureza não estritamente comercial. A definição desta parcela deve competir à ERSE.

A parcela da capacidade para fins comerciais pode ser rateada duma forma natural:

- Para importação:
Com base nos consumos históricos, de acordo com uma fórmula a acordar com os interessados.
A maior parte caberá às Distribuidoras
- Para exportação:
Com base nos produções históricas, de acordo com uma fórmula a acordar com os interessados.
A maior parte caberá aos produtores vinculados.

Mas a utilização da parcela de capacidade para fins comerciais — um bem comum — pode ser vista doutra maneira: o bem será utilizado por quem mais benefício dele puder retirar; esse estará portanto disposto a pagar mais do que os outros por esse benefício. Seria um esquema competitivo relativamente pouco complicado de gerir, e corresponderia a uma forma de regulação avançada. O benefício para o SEN seria máximo.

7.7 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SEP E GESTÃO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS NO SEN

“A questão que se levanta, e que deve ser debatida, relaciona-se com esta dualidade transparência de actuação e confidencialidade de informação. Dito de outro modo, como pode a entidade concessionária da RNT demonstrar a correcta execução das suas funções e simultaneamente manter a confidencialidade da informação que detém.”

O princípio da não-contradição implica que uma coisa não pode simultaneamente ser (secreta, transparente, etc.) e não ser. A transparência é uma condição necessária à regulação. A confidencialidade é necessária à gestão da empresa. Há aqui uma impossibilidade? Não, tem é que haver uma separação:

- Os factos têm de ser conhecidos
- As intenções e os planos podem ser confidenciais

7.8 QUALIDADE DE SERVIÇO

Neste momento, não tenho comentários a fazer sobre este ponto.

7.9 RELACIONAMENTO COMERCIAL

Concordo que “todo o conjunto das redes, da distribuição ao transporte e à produção, se destina a garantir a alimentação de clientes”.

A ligação à rede deve obedecer ao seguinte princípio:

Princípio de Ligação: O custo da ligação (inicial ou o seu reforço) não é da responsabilidade do cliente; é da responsabilidade do fornecedor.

O fornecedor deve entregar o produto no local de transação.

O local de transação para a electricidade é junto do sistema de medida.

É desejável que a regra da ligação à rede venha no futuro próximo a seguir este princípio. Algumas excepções a esta regra podem ser aceites, mas como excepções. (Ex: casos em que o índice de utilização é extremamente baixo).

A situação actual, em que o empreiteiro é responsabilizado pelos custos de ligação, incluindo cabos de MT e transformadores, deve ser gradualmente abandonada.

7.10 UTILIZAÇÃO RACIONAL DE RECURSOS ENERGÉTICOS

Procura-se aqui exemplificar modalidades de incentivo:

- “à utilização de fontes de energia renováveis e endógenas;
- às acções destinadas a promover um planeamento e uma gestão mais integrada dos recursos energéticos;
- a esquemas inovadores de gestão da procura de electricidade através da venda de ‘serviços energéticos’.”

Para as energias renováveis, sugiro a introdução em Portugal do chamado “cliente verde” — o cliente que está disposto a pagar mais pelo kWh se este for “verde”.

Para a promoção do planeamento integrado e da gestão integrada, sugiro como primeiro passo que a ERSE patrocine estudos e encontros/workshops sobre o tópico.

Para a gestão da procura e serviços energéticos, sugiro que o sistema comercial de distribuição tome um papel activo na aquisição e venda destes produtos. Um exemplo interessante de um serviço energético, visto que o sistema comercial conhece os dados históricos do cliente, seria o seguinte: o estudo da selecção da tarifa mais apropriada para o cliente.

SOBRE O COMENTADOR

Nome: Luís Marcelino Ferreira
Afiliação: Secção de Energia, DEEC, Instituto Superior Técnico, 1096 Lisboa
Morada: R. Maria Lalande 15, 8 Esq, 1500 Lisboa
Telefone: 841-7700 760-7621
Fax: 841-7421
Email: d1697@hertz.ist.utl.pt

Luís Marcelino Ferreira nasceu em 1953 em Roliça, Bombarral.
Licenciou-se em Eng. Electrotécnica com 17 valores no IST (77).
Foi Assistente do Dept de Matemática e do Dept de Produção e Transporte de Energia, IST.
Obteve o MSEE (83) e o PhD (86) no Georgia Institute of Technology, Atlanta, GA, EUA, onde foi também Research Assistant.
Foi Team Leader do projecto HTO (Hydro-Thermal Optimization), na Pacific Gas and Electric, San Francisco, CA, EUA (86-89). Colaborou com a WAPA (Western Area Power Authority).
Regressou ao IST como Professor Auxiliar na Secção de Energia. Obteve o grau de Agregação. É Professor Associado.
Liderou o projecto de Programação Diária e Semanal, PRODIS, do Despacho Nacional, com quem mantém colaboração no aperfeiçoamento de PRODIS
Desenvolveu modelos para cálculo de capacidade de centrais eólicas

Tem publicações nas seguintes revistas:

- IEEE Trans. on Circuit and Systems
- IEEE Trans. on Power Systems
- IEEE Trans. on Energy Conversion
- IEE Proc. on Circuit Theory
- IEE Proc. on Generation, Transmission and Distribution
- Int. J. of Electric Power and Energy Systems

Int. J. of Electric Power Research