



COMENTÁRIOS
DA
REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL

ao Documento da ERSE

ANÚNCIO DE PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO

Tarifário
Relações Comerciais
Despacho
Acesso às Redes e Interligações

22 de Setembro de 1997



ERSE - ANÚNCIO DE PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO

COMENTÁRIOS DA REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL

O documento "ANÚNCIO DE PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO" publicado pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), com data de 21 de Julho de 1997, parece-nos particularmente bem estruturado, sistematizando um valioso conjunto de informação disponível (Secção 1) e procedendo a um inventário organizado, coerente e muito completo de questões a resolver, algumas das quais, aliás, já foram e continuam a ser objecto de análise no âmbito de Grupos de Trabalho da REN.

As questões levantadas são muito vastas e nesta primeira abordagem não houve a preocupação de formular comentários exaustivos. Omitimos também aqueles que, embora potencialmente interessantes, poderiam ser considerados de pormenor. Finalmente, não são feitos comentários à Secção 1, que enquadra a evolução e situação do sector eléctrico sob vários ângulos. A opção é deliberada, não porque não se tenham detectado imprecisões ou suscitado dúvidas relativamente a essa Secção mas porque as questões específicas, nas quais se concentra o trabalho a fazer e sobre cuja abordagem nem sempre existirá consenso, se situam na Secção 2 e, sobretudo, na Secção 3.

Para facilitar a apreciação utilizam-se as designações e numeração dos capítulos e subcapítulos do documento original, referindo-se igualmente o número da página em que se situam as afirmações que suscitam comentário.

INTRODUÇÃO. ASPECTOS GERAIS

TERMINOLOGIA

Deverá ser elaborado oportunamente um glossário completo do significado atribuído a todas as palavras e expressões utilizadas nos vários Regulamentos. Muitas delas não têm um significado óbvio ou, pior, podem-lhes ser atribuídos vários significados distintos, igualmente legítimos. A constituição desse "dicionário", aceite e compreendido por todos os intervenientes no sector eléctrico, evitará seguramente o suscitar de muitas questões que na origem têm apenas "leituras" diferentes de um conceito mal definido.

RELAÇÕES ENTRE O SEP E O SENV

O modelo organizativo do Sector Eléctrico Nacional está condicionado não só pela legislação nacional e pelas directivas comunitárias existentes mas também pelos contratos de vinculação (ou Contratos de Aquisição de Energia) já celebrados no interior do SEP.



O modelo vertical do SEP, num contexto de mercado cativo, representa um bom compromisso entre um planeamento centralizado e a introdução de concorrência na construção, financiamento e exploração de novas centrais. A introdução do SENV em coexistência com o SEP - pretendendo-se manter neste último a lógica de planeamento centralizado e a imunidade dos produtores vinculados ao risco de mercado - representa um desafio ao regulador e ao planeador do SEP.

O planeador do SEP terá de decidir sob uma incerteza acrescida quanto a: i) consumos de energia eléctrica a satisfazer pelas centrais vinculadas, ii) consumidores elegíveis que irão optar pelo SENV e iii) quantidades de energia eléctrica que os Distribuidores Vinculados irão comprar ao SENV.

As indivisibilidades ligadas à potência dos novos grupos geram inevitavelmente situações temporárias de “excesso” de capacidade produtiva vinculada, levando o SEP a apresentar custos marginais de curto prazo baixos e custos médios elevados. Admitindo que nenhuma empresa vinculada ao SEP assumia riscos na parte respeitante à aquisição de energia eléctrica, esse aumento dos custos médios deveria repercutir-se em preços mais elevados ao consumidor final. Nesta eventualidade, os consumidores elegíveis teriam maior incentivo a procurar alternativa de abastecimento no SENV, saindo do SEP e agravando o desequilíbrio, até que o aumento dos consumos cativos do SEP absorvesse o “excesso” de capacidade instalada.

Por outro lado, se o relacionamento comercial entre o SEP e o SENV assentar no princípio dos custos marginais, o SENV poderá beneficiar dos custos marginais baixos do SEP na partilha de benefícios entre ambos, durante os referidos períodos transitórios de “excesso” de capacidade no SEP. Restam assim como parâmetros de regulação: o período de pré-aviso para adesão ao SENV e o preço da energia de *backup* (que, numa lógica de mercado, deveria baixar temporariamente, já que o SEP, por hipótese, tem excesso de capacidade e haverá a possibilidade de o cliente do SENV contratar a Espanha idêntico serviço).

Poderá, assim, ser intrinsecamente instável o equilíbrio SEP-SENV, levando este último a beneficiar injustamente do primeiro e sendo os consumidores não elegíveis chamados a suportar sozinhos os custos de *stranded investments*, a menos que a regulamentação permitisse que o SEP oferecesse directamente a consumidores do SENV eventuais excessos da sua capacidade de produção.

Considera-se que a ERSE se deverá debruçar sobre esta matéria, já que os mecanismos implícitos na actual legislação parecem insuficientes para obviar à referida instabilidade.

Secção 2 - REGULAÇÃO

3. ASPECTOS GERAIS DA REGULAÇÃO

3.1 OBJECTIVOS DA REGULAÇÃO

3.3 REGULAÇÃO DE PREÇOS

Pág 89 e 90

Face à liberalização do mercado eléctrico deverá deixar-se alguma flexibilidade aos Distribuidores Vinculados para negociar contratos de venda de electricidade diferentes do estabelecido no tarifário nacional. Deste modo, o Distribuidor veria aumentadas as possibilidades de fixar alguns clientes importantes que, de outra forma, poderão escapar-lhe.

A ERSE poderá encarar a hipótese de impor apenas tectos máximos à tarifa aplicável aos consumidores elegíveis, num processo idêntico ao que acontece no mercado petrolífero. Esta solução, no entanto, exigirá aplicação cuidadosa na medida em que pode ser acusada de induzir subsidiação cruzada.

5. REGULAMENTOS A EMITIR

5.1 REGULAMENTO TARIFÁRIO

5.1.2 CONTEÚDO

Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT aos Distribuidores Vinculados

Pág. 109

A legislação prevê (artigo 30º, DL nº 182/95) que as relações comerciais entre a REN e os titulares de licença de distribuição vinculada em AT e MT assentem numa tarifa de fórmula binómia e com uma estrutura baseada no princípio dos custos marginais. Considera-se que, para a definição da componente de “Aquisição de Energia” da referida tarifa Transporte-Distribuição, devem ser utilizados os **custos marginais médios previsionais de curto prazo** (mantendo constante a configuração do sistema), calculados para um período nunca inferior a 1 ano. Àquela componente deve ser adicionada uma **parcela relativa à garantia de disponibilidade** de potência-energia do sistema. (Nesta componente a legislação prevê, para a REN, um mecanismo de “pass-through” para os Distribuidores).

5.3 REGULAMENTO DO DESPACHO

5.3.2 CONTEÚDO

Pág. 118

Inclui-se no conjunto dos “serviços especiais” o “tele-arranque”. Julga-se que, sob esta designação, se pretende exprimir a expressão inglesa “black start” a qual, em português, se traduziria mais correctamente por “arranque com tensão zero” (do lado da rede). Actualmente, apenas se pode falar com rigor de “tele-arranque”, a partir do Despacho, em relação às turbinas a gás de Alto de Mira.

Nos actuais Contratos de Aquisição de Energia (CAE) a bombagem é considerada um “serviço especial”, o que não consta da lista da proposta da ERSE.

Metodologia de Programação da Exploração

Pág. 120

Pretende-se que o Regulamento do Despacho defina os critérios e pressupostos utilizados para o “cálculo do valor da água nos reservatórios e como será feita a exploração das cascatas e dos fios-de-água, com vista ao estabelecimento da ordem de mérito”. Deve ficar claro que a “esperança matemática” do valor da água, obtida a partir de programas de optimização da exploração para um elevado número de regimes hidrológicos e, geralmente, um horizonte mínimo de 1 ano, não é imediatamente comparável com o “valor da água” obtido de forma “determinística” e para um período muito curto (dia ou semana), utilizado pelo Despacho para estabelecer a “ordem de mérito” e normalmente definido pelos custos variáveis das centrais térmicas.

Não se deve atribuir uma importância excessiva ao cálculo do valor económico da água nos reservatórios, nem exagerar a referência aos modelos matemáticos que suportam as decisões. Considera-se que ambas devem ser atenuadas, porque:

- Os reservatórios nacionais são de pequena capacidade, comportando-se praticamente como fios-de-água em situações de afluências elevadas (a quantidade de energia armazenável é, em média, da ordem de 10% da energia afluyente média anual e de 3% do consumo nacional);
- O “equivalente em energia” da água armazenada é já inferior ao “equivalente em energia” da reserva de segurança de combustível exigível ao parque térmico;
- Os modelos matemáticos revelam, por vezes, limitações e imperfeições perante situações em que a experiência de operação é melhor conselheira (tanto quanto sabemos, a Suíça e a Áustria - países com elevada componente energética de origem hídrica - preferem basear a optimização hidrotérmica na experiência dos seus operadores de Despacho).

5.4 REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E INTERLIGAÇÕES

Condições Técnicas de Acesso às Redes e Interligações

Pág. 127

As “Condições Técnicas de Acesso às Redes e Interligações” não deverão constar deste Regulamento, pelo menos no que respeita à RNT, mas sim do **Regulamento da Rede de Transporte** (ver pág. 134) e do **Regulamento de Despacho** (condições de exploração) porque:

- Parece ser esse o princípio definido pelo DL n° 182/95;
- As condições técnicas de acesso estão muito ligadas às de exploração;
- O Regulamento de Acesso às Redes e Interligações deve abordar, de preferência, os aspectos mais globais dos direitos e obrigações das partes.

Acesso às Interligações

Pág. 127

As capacidades térmicas das linhas de interligação, a usar como referência para a definição da capacidade efectivamente utilizável em condições de segurança e tendo em conta os fluxos naturais de circulação de potência entre Portugal e Espanha, devem ser referidas a uma **temperatura ambiente de 35° C** (salvaguardando que aumentam com o abaixamento de temperatura), e não a 15° C como no Quadro da página 35. Este é o critério usado na UCPTE, associação de gestores de rede em que Portugal e Espanha se integram, e que se considera vantajoso respeitar.

Chama-se a atenção para o facto de o DL n° 43335, de 19 de Novembro de 1960, se encontrar ainda em vigor, definindo condições de ligação às redes e a possibilidade de obrigar os concessionários ao transporte de energia alheia (por exemplo, nos Artigos 77°, 78°, 80°, 81° e 109° - este último define mesmo um critério de portagem no ponto 5). Poderá assim ser necessário um novo Decreto-Lei que altere algumas das sua disposições.

Secção 3 - QUESTÕES A DEBATER

6. QUESTÕES GERAIS DE REGULAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

6.1 GRAU DE DETALHE E DE FLEXIBILIDADE

Pág. 139 e 140

É prudente não proceder desde já a uma definição exaustiva das “regras do jogo”, começando por uma regulação *mais ligeira* submetida a um ajustamento progressivo, mesmo tendo em conta alguns aspectos negativos como o maior nível potencial de conflitualidade e a abertura para uma intervenção mais discricionária do Regulador.

Dá-se preferência a esta opção porque:

- O mercado eléctrico está em rápida evolução e certas situações, hoje previsíveis, poderão estar ultrapassadas num futuro próximo;
- As condições de funcionamento do sistema eléctrico, decorrentes dos progressos tecnológicos no domínio da Produção e da introdução de novas formas de energia (gás natural), exigem respostas rápidas e flexíveis;
- A imprevisibilidade de evolução do SEI e do crescimento do auto-consumo aumenta o risco do negócio.

Pág. 140

Atendendo à dimensão do mercado nacional e ao extenso quadro legislativo existente, o estabelecimento de uma Regulamentação *simplificada*, para cobertura de pontos menos claros e de eventuais omissões no actual quadro legislativo vigente, é a opção mais prudente porque:

- Interessa manter flexibilidade de adaptação à evolução do mercado da UE, sobretudo ao de Espanha;
- Será difícil contemplar todas as hipóteses relativas a situações que, na prática, ainda não existem (Produtores Não Vinculados despacháveis, pedidos de saída de clientes do SEP, pedidos de trânsito de electricidade);
- Uma regulação pesada corre o risco introduzir discordâncias com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) do SEP, muito completos e complexos;
- A capacidade instalada no SEI tem crescido ao abrigo de legislação específica (produção auto-despachada por sinal económico induzido pela tarifa de compra);

6.2 RITMO DE INTRODUÇÃO DAS MUDANÇAS

Pág 141

Quer a legislação nacional, quer a estabelecida pela Directiva da UE sobre o Mercado Interno estabelecem critérios de *transição gradual*. Esta deve ser também a solução a adoptar em Portugal, permitindo adaptar as próprias mudanças à experiência de aplicação, porque:

- Está-se perante um processo novo, com grandes indeterminações, sobre o qual há pouca experiência acumulada;
- Existem compromissos assumidos a que vão corresponder descontinuidades significativas na capacidade de produção instalada (central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro, reforço de Venda Nova, central do Alqueva, centrais de resíduos urbanos, etc.);
- Os investidores industriais têm manifestado apetência pela co-geração ao mesmo tempo que se regista forte crescimento no âmbito das energias renováveis, resultante da liberalização constante de legislação específica.
- O Planeamento da expansão da produção do SEP vai ser obrigado a adaptar-se à evolução anterior, reflectindo-se numa provável diminuição do ritmo de crescimento da produção vinculada para acomodar, de forma equilibrada e tão económica quanto possível, as ofertas de produção em território nacional.
- Devem reduzir-se ao mínimo as condições de aparecimento de “stranded-costs”.
- Numa óptica de Grupo EDP, o seu valor pode ser negativamente afectado no caso de uma mudança brusca e radical das condições existentes.

6.3 EQUILÍBRIO ENTRE OBJECTIVOS DE CURTO E LONGO PRAZO

Pág. 142

A legislação atribui à DGE, como entidade responsável pelo Plano de expansão da produção do SEP e pelo lançamento dos correspondentes concursos para novos centros produtores, e ao Ministro da Economia, como entidade responsável pela homologação do Plano e dos resultados dos concursos, uma quota parte elevada de responsabilidade em matéria dos novos investimentos no SEP.

Por outro lado, a reduzida dimensão do mercado português e a forte dependência da hidraulicidade aconselham uma *abordagem prudente desta questão* (com sérios reflexos nos preços da electricidade e na qualidade e garantia de abastecimento), porque:

- Haverá sempre períodos de não completa absorção da potência entrada em serviço, devido à modularidade dos grupos geradores e às aproximações contidas nas previsões de crescimento dos consumos;
- O sistema deve estar “sobredimensionado” em potência e energia para cobertura autónoma de anos secos (entenda-se “sobredimensionamento” relativamente às capacidades do mesmo sistema em regime húmido), para além da cobertura financeira do risco de sobrecusto variável de exploração, devido à hidraulicidade;

- O sistema vizinho, potencial fornecedor de apoio, possui um regime hidrológico semelhante;
- O acesso a mercados mais distantes - França - não oferece qualquer garantia nos anos mais próximos;
- As dificuldades com a construção de novas linhas de transporte de energia vão acentuar-se, inviabilizando a realização de adaptações em prazos curtos.

7. QUESTÕES ESPECÍFICAS

7.1 TARIFAS

7.1.1 TARIFAS REGULADAS

Pág. 143

Embora a legislação em vigor explicitamente algumas tarifas compostas como é o caso, por exemplo, da tarifa de fornecimento de energia eléctrica da REN à Distribuição Vinculada, será mais claro explicitarem-se as suas **componentes**, analisando-se para cada uma delas: i) custos que lhe devem ser imputados, ii) capacidade de controle das empresas sobre esses mesmos custos, iii) conseqüente risco que será razoável atribuir às empresas nos desacertos entre valores previstos e valores verificados e iv) universo de utilizadores a que será imputada.

7.1.3 FORMA DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA

Pág. 144

A *forma* de Regulação Tarifária justifica um estudo detalhado onde, a par de aspectos quantitativos (analisáveis com o auxílio de modelos) seja feita uma apreciação estratégica das conseqüências, para as empresas, das diversas opções possíveis.

Qualquer das 3 “formas básicas” de regulação (regulação por taxa de rendibilidade, regulação directa dos preços ou regulação por comparação) enunciadas na pág. 92 parece apresentar inconvenientes, admitindo-se que venha a ser preferível optar por uma das formas mistas.

7.1.4 SEPARAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DOS CUSTOS

Separação dos Custos

Pág. 145

Considera-se que a separação apresentada é feita a título exemplificativo, devendo ser melhor analisada em fases posteriores do processo. Devem, contudo, salientar-se desde já os seguintes aspectos:

- O cálculo da parcela “Uso da Rede de Transporte” (URT) deve ser consistente com o que vier a ser previsto nas “Condições Comerciais de Ligação à Rede (7.9.1)” e respectivas tarifas de ligação. Estas poderão não ter correspondência directa em “investimentos dedicados” e poderão incluir parcelas, periodicamente actualizadas, função da zona da rede e do tipo (produção ou consumo) de ligação pedida.
- Os custos, implícitos ou explícitos, com energia reactiva deverão ser parcialmente imputados à função “Uso da Rede de Transporte” (URT), na medida em que sejam induzidos pelo trânsito nessa Rede. Apenas deverão ser imputados à função “Uso Global do Sistema” (UGS) os que se considerem custos de regulação de tensão. Não é razoável que um utilizador apenas da rede de distribuição (que paga UGS mas não URT), pague os custos de reactiva provocados pelo maior ou menor trânsito na rede de transporte.
- Os “Serviços Complementares”, em termos de Contratos de Aquisição (CAE), não são pagos explicitamente. A reserva girante não é um Serviço Especial nem Complementar em termos de CAE: resulta de um critério de despacho o qual, por necessidades de regulação da rede, opta por colocar com carga parcial alguns dos grupos em serviço. É necessário estabelecer os critérios de atribuição à tarifa UGS de alguns custos não individualizados dos CAE.

Pág. 145 e 146

A parcela da tarifa denominada “Aquisição de Energia Eléctrica pela Concessionária da RNT” (AEE), *além das componentes referidas no documento*, deverá incluir também:

- Encargos de Interruptibilidade e Descontos feitos ao abrigo da Secção II;
- Encargos de Gestão imputáveis à função AEE (por exemplo Serviços Comerciais);
- Conservação Corrente de Edifícios (em percentagem a definir);
- Outros Encargos (por exemplo: Comissões Sindicais e de Trabalhadores, Custos Extraordinários, em percentagem a definir);
- Remuneração dos Activos da Empresa afectos à AEE (por exemplo: terrenos adquiridos após 1994);

A parcela “Uso Global do Sistema” (UGS), *além das componentes referidas no documento*, deverá incluir também:

- Custos de aquisição de energia a imputar à UGS (por exemplo: teleregulação e reservas quente/fria);
- Custos da Entidade Reguladora;
- Remuneração dos Activos da Empresa afectos à UGS (por exemplo: Despacho Nacional);
- Custos Departamentais (em percentagem a definir)
- Conservação Corrente de Edifícios (em percentagem a definir);



- Outros Encargos (por exemplo: Comissões Sindicais e Trabalhadores, em percentagem a definir);

A parcela “Uso da Rede de Transporte” (URT), além das componentes referidas no documento, deverá incluir também:

- Custos de aquisição de energia a imputar à URT (por exemplo: compensação síncrona);
- Sobrecustos de Congestionamento da rede;
- Custos Departamentais (por exemplo: Qualidade de Serviço);
- Conservação Corrente de Edifícios (em percentagem a definir);
- Encargos de Gestão imputáveis à função;
- Outros Encargos (por exemplo: Comissões Sindicais e de Trabalhadores, Custos Extraordinários, em percentagem a definir).

Serviços Complementares e Especiais

Pág. 146

Neste domínio recomenda-se a **adoção dos critérios UCPTE**, tal como descritos na publicação: “*Recommandations relatives aux Réglages Primaire et Secondaire de la Fréquence et de la Puissance dans l’UCPTE*”. Assinala-se ainda que, face à pequena dimensão do sistema português, comparativamente ao da UCPTE, pouco pesamos na regulação da frequência comum global, sendo, portanto, mais sensível e importante a necessidade de regulação do **saldo das trocas nas interligações** e da **recuperação de desvios** em caso de desequilíbrio interno entre produção-consumo (actuação da reserva secundária e, eventualmente, da reserva terciária).

Os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não contemplam qualquer pagamento às centrais do SEP pela regulação primária de potência-frequência nem pelo fornecimento de energia reactiva dentro dos limites técnicos dos grupos. Trata-se do que poderemos chamar **Serviços Complementares do Sistema**, considerados como obrigação de fornecimento.

Em contrapartida, os **Serviços Complementares Comerciais** devem ser objecto de tratamento diferenciado e de remuneração específica (por exemplo: funcionamento em tele-regulação adstrito à reserva secundária; uso como compensador síncrono; uso como reserva quente; capacidade de funcionamento sobre os serviços auxiliares da central - em “ilha” - após disparo do ou dos grupos geradores). Devem ainda incluir-se neste conjunto os meios autónomos de regulação da rede, como é o caso das baterias de condensadores.

Os Produtores do SEI, ao abrigo da sua lei específica, são apenas obrigados a respeitar certas condições de trânsito de reactiva no seu ponto de ligação à rede, com “multa” prevista para o caso de não cumprimento. Um grande aumento da quota parte desta produção - sobretudo a de tipo mais irregular, como é o caso da eólica - poderá impor ao SEP uma sobrecarga adicional em meios de reserva secundária.



Julga-se que a definição das condições de remuneração dos Serviços Complementares fora do SEP se pode, no curto prazo, limitar a duas situações:

a) aparecimento de uma central no SENV.

Em princípio a central deverá contribuir, de forma equitativa com as do SEP, para os Serviços Complementares do Sistema (regulação primária de potência-frequência e regulação de reactiva), ou pagar ao SEP um valor correspondente. Pode, também, vender Serviços Complementares Comerciais, caso disponha de meios adequados.

b) aparecimento de contratos independentes de importação/exportação.

Deve ser assegurado o pagamento da regulação de reactiva ao SEP: total, no caso de em nada contribuir para os Serviços Complementares do Sistema, ou apenas da respectiva quota parte nos Serviços Complementares Comerciais.

Relativamente à chamada “margem operativa de potência”, o seu valor é, provavelmente, a parcela mais importante (e mais difícil de contabilizar) das várias que contribuem para a tarifa “Uso Global do Sistema”. É importante optar, para o seu cálculo, por um **método simples e facilmente controlável** porque:

- A função de reserva é geralmente desempenhada por grupos hídricos (onde é mais difícil valorizar perdas de rendimento devido à permanente tele-regulação) e que têm vantagens inerentes às suas características: rapidez de arranque e de subida/descida de carga (comparativamente aos grupos térmicos);
- É a matéria mais difícil de apreender por um investidor leigo em sistemas eléctricos, o qual preferirá o pagamento de uma espécie de “seguro”, definido pela ERSE.

Interligações

Pág. 147

Considera-se que o uso dos **activos directamente afectos às interligações** deve ser totalmente incluído na tarifa de “**Uso da Rede de Transporte**”; eventuais pagamentos ou recebimentos de **Serviços Complementares Comerciais**, entre Portugal e Espanha, devem ser incluídos na tarifa de “**Uso Global do Sistema**”. Relativamente a este último aspecto, assinala-se que não tem sido prática efectuar encontros de contas em dinheiro, mas sim efectuar a compensação em energia, em identidade de circunstâncias, ou por intermédio de programa de exportação expressamente estabelecido para aquele efeito.

Justificam-se as propostas anteriores porque:

- As interligações, em termos de segurança, estão ao serviço de todo o Sistema Eléctrico Nacional;
- As leis físicas dos sistemas eléctricos fazem de Portugal um grande beneficiário da reserva girante global do sistema UCPTÉ, em caso de desequilíbrio interno instantâneo

entre a produção e o consumo, o que se deve ao reduzido valor da sua energia regulante relativamente à daquele sistema.

Compras a Produtores do SEI com Excepção dos Não Vinculados

Pág. 148

A solução mais razoável será a **repartição equitativa pelo SEP e pelo SENV**, através da tarifa de “Uso Global do Sistema” (UGS), do **sobrecusto destas aquisições para o SEP**, porque:

- O SEP não deverá assumir isoladamente eventuais ónus financeiros de uma política de promoção de certas formas de produção de energia;
- As condições de concorrência entre os dois sistemas não são distorcidas.

7.1.5 CUSTOS E TARIFAS

Pág. 149

Por razões de transparência e de equidade de tratamento entre o SEP e o SENV, as várias parcelas dos custos não deverão ser imputadas às tarifas globais mas sim às suas componentes elementares: “Aquisição de Energia Eléctrica” (AEE), “Uso da Rede de Transporte” (URT), “Uso Global do Sistema” (UGS), etc.

A UGS deverá ter uma parcela função da potência contratada, para não levar o SENV a requerer potências de back-up demasiado elevadas, com repercussão nos investimentos do SEP devido à obrigatoriedade do fornecimento e qualidade de serviço. Por outro lado, fazer pagar a UGS apenas em função da energia consumida poderia penalizar demasiado os grandes consumidores. Uma solução mista será a opção mais adequada.

7.1.7 ESTRUTURA TARIFÁRIA

Tarifas de Venda a Consumidores Finais

Pág. 151

O aparecimento de clientes elegíveis, com possibilidade de abandono do SEP, cria condições novas. Julga-se haver margem para introduzir alterações que desincentivem essa opção, por exemplo, estabelecendo apenas **tarifas máximas** para os clientes elegíveis, que permitam a negociação de níveis inferiores em função das suas características específicas, mantendo-se a uniformidade para os clientes não elegíveis.

Tarifas de Venda da Entidade Concessionária da RNT aos Distribuidores Vinculados

Pág. 152

Deverá encontrar-se um compromisso entre a simplicidade da estrutura e a transmissão dos sinais económicos adequados à correcta actuação dos intervenientes, com vista à optimização global do SEN. Neste sentido, como já se referiu a propósito de 7.1.5, por questões de transparência e equidade de tratamento entre SEP e SENV julga-se preferível substituir a actual estrutura global da tarifa de Transporte-Distribuição pela aplicação de uma estrutura própria a cada uma das componentes dessa tarifa: “Aquisição de Energia Eléctrica” (AEE), “Utilização da Rede de Transporte” (URT) e “Uso Global do Sistema” (UGS).

Por outro lado, verifica-se uma assimetria significativa entre a estrutura de custos de aquisição de energia por parte da REN (proporção de custos fixos e variáveis) e a estrutura das receitas de venda aos Distribuidores Vinculados. Não se pretendendo que a Rede de Transporte suporte o risco de aquisição de energia em prazo superior ao ano, mesmo pequenos desvios nas quantidades entregues à Distribuição dão lugar a variações significativas de resultados da REN, devendo permitir-se que a sua recuperação continue a ser repercutida nas tarifas do ano seguinte.

Relativamente à definição das componentes dessa tarifa aplica-se o comentário anteriormente feito sobre a metodologia de cálculo relativamente ao Regulamento Tarifário (pág. 109). Qualquer distinção adicional deverá ser introduzida na componente de “Uso da Rede de Transporte” (URT), porque:

- A actual tarifa interna Transporte-Distribuição não distingue a actividade de aquisição de energia para o SEP das de fornecimento de serviços de transporte e de uso global do sistema (o “unbundling” é incompleto);
- O “negócio” da REN situa-se, efectivamente, no fornecimento de meios de transporte (parte onde é assumida uma remuneração regulamentada);
- É transparente relativamente aos diferentes utilizadores.

Tarifas de Acesso e Uso das Redes

Pág.152

Pode comprometer-se a transparência de relacionamento entre SEP e SENV se as tarifas de acesso às redes não forem aplicadas, de forma universal, a todo e qualquer utilizador desse serviço. Caso se julgue necessário (e possível) um sinal económico que contribua para a boa localização de produtores e consumidores do SENV, poderá pensar-se numa *diferenciação geográfica* da Tarifa de Acesso às Redes - como se referiu em 7.1.4 a propósito da tarifa de “Uso da Rede de Transporte” (URT) - sem comprometer a uniformidade geográfica das tarifas aos consumidores finais do SEP.

Outras Tarifas

Pág. 153

Para as tarifas de venda das Distribuidoras à REN o **método em uso tem provado bem**, porque:

- Baseia-se no princípio da neutralidade;
- Os montantes em jogo são pouco significativos.

7.1.8 PROCEDIMENTOS

Pág. 154

No âmbito dos procedimentos a caracterizar no Regulamento Tarifário considera-se que, relativamente às previsões de consumo, há vantagem em que a REN assuma essa responsabilidade de forma conjugada com os Distribuidores, porque:

- Já o faz presentemente;
- É uma actividade essencial para as suas responsabilidades de Despacho, de Planeamento da Rede e de apoio ao Planeamento do Sistema Produtor.

7.1.9 METODOLOGIAS E REGRAS COMPLEMENTARES

Pág. 155

Os cálculos dos **custos marginais médios “previsoriais” de curto prazo** (1 ano) (médias “estatísticas” resultantes de simulações para uma série de regimes hidrológicos) ou **de longo prazo** (incorporando mudanças de configuração do sistema) devem **estar associados ao Planeamento do Sistema Produtor**, sob responsabilidade da DGE, (podendo utilizar-se como referência o modelo de simulação “VALORAGUA”, desenvolvido e utilizado na EDP e difundido internacionalmente), porque:

- Os custos marginais previsionais dependem fortemente da previsão de disponibilidade de capacidade de produção, dos critérios de segurança adoptados (valorização da energia não-fornecida, hipóteses de disponibilidade de socorro via sistema espanhol, reserva mínima de água nas albufeiras, etc.) e das hipóteses feitas para preços dos combustíveis e para taxas de câmbio;
- Compete à DGE definir os custos evitados do SEP, para horizontes de 15 anos, os quais dependem dos cenários de expansão do sistema produtor;

Os **custos marginais de curto prazo** para horizontes de um dia, uma semana ou, no máximo um mês, ou ainda os registados durante a operação do sistema, são de tipo “determinístico” e devem ser da exclusiva responsabilidade da REN, porque:

- O processo de cálculo está intimamente associado ao Despacho económico dos centros produtores e das importações;



- O “Sistema Integrado do Mercado de Energia” (SIME) disporá de todos os elementos necessários para o cálculo.

Contudo, como o aspecto “determinista” deste cálculo oferece grande delicadeza, poderá ser preferível a opção por um **procedimento simples baseado fundamentalmente no custo marginal do subsistema térmico** (e não num modelo de simulação hidrotérmica), porque:

- O procedimento é mais objectivo, reduzindo o número de hipóteses a considerar;
- Baseia-se em variáveis de controlo simples (elimina a necessidade de determinações precisas da valia da água armazenada nas albufeiras, potencial fonte de divergências face ao carácter intertemporal da valorização, e torna-se independente das hipóteses sobre as futuras afluências e o comportamento do sistema hídrico espanhol com influência em Portugal);
- Representa uma boa aproximação para os custos marginais de curto prazo, previsíveis ou observados;
- Deve ser um procedimento facilmente compreendido e auditável no caso de vir a ser utilizado para encontro de contas com o SENV.

7.3 REGRAS DE ACESSO DOS CLIENTES FINAIS AO SENV

Passagem do SEP ao SENV

Pág. 159

São levantadas questões pertinentes devendo procurar-se soluções para o relacionamento SEP-SENV, não explícitas na actual legislação, que permitam obviar ou minorar a potencial instabilidade entre os dois sistemas.

O cliente autoprodutor (cogerador) deverá estar sujeito a regras de pré-aviso tal como os que desejam aderir ao SENV, i.e., sempre que um cliente tenha a intenção de deixar de consumir, por instalar geração própria, deverá avisar o SEP (designadamente o Distribuidor Vinculado) com antecedência idêntica à da passagem ao SENV.

O SEP deve garantir o fornecimento de energia eléctrica. Uma vez que o planeamento e a construção de centros produtores têm um prazo superior ao pré-aviso exigido aos aderentes do SENV, a tarifa a cobrar-lhes deverá ter em consideração a reserva de capacidade necessariamente existente, e que não deve ser suportada apenas pelos clientes do SEP.

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

Pág. 161

Este direito, previsto na actual legislação, pode ser difícil de compatibilizar com a óptica de planeamento centralizado e com a própria noção de vinculação. Dada a rigidez dos Contratos

de Aquisição de Energia (CAE) com os produtores vinculados, a regulação deve procurar garantir que aquele direito seja exercido em benefício dos consumidores vinculados ao SEP.

Se aquele direito puder ser exercido numa óptica de curto prazo, tipo “à bien plaire” (sem garantia de continuidade de fornecimento), as aquisições poderão ser efectuadas ao SENV, ou ao estrangeiro, com base em custos marginais de curto prazo. Assim, para que os Distribuidores Vinculados possam decidir em benefício dos consumidores do SEP, seria conveniente que a estrutura da tarifa de “Aquisição de Energia Eléctrica” (AEE), proporcionada pela RNT, conduzisse a uma componente de energia próxima dos custos marginais efectivos do SEP.

Contudo, esta questão **não parece prioritária**, salvo relativamente à criação de mecanismos de eficiência para a decisão económica.

7.5 PARTILHA DE BENEFÍCIOS ENTRE O SEP E O SENV

Pág.163

Sendo os produtores do SENV, acima de 10 MVA, despachados por ordem de mérito e não sendo viável que o Despacho Nacional atenda, instante a instante, às condições concretas de carga de cada cliente do SENV, a identificação da energia “sobrante” de um produtor do SENV (prevista no artigo 51º do DL 182/95) resultará sempre de um cálculo *a posteriori*. Se o SEP pagasse essa energia “sobrante” pelo preço declarado pelo produtor não vinculado em cada dia, ou no princípio de cada ano, **acrescido de qualquer outra parcela**, isso implicaria que o Despacho, para minimizar os custos de aquisição de energia, teria de considerar (para efeitos da ordem de mérito) o preço **total** a pagar aos produtores do SENV. No extremo, as centrais do SENV seriam despachadas a custos totais, não otimizando o conjunto dos dois sistemas.

O aparecimento efectivo do SENV obrigará à instalação, nos pontos de transacção com produtores e clientes não vinculados, de aparelhagem de medida, de contagem e, eventualmente, de telecontrolo (a definir nos Regulamentos da Rede de Transporte e da Rede de Distribuição). Para que o SIME possa contemplar estas situações é indispensável dispor da regulamentação aplicável (de forma a programar o algoritmo comercial) e deve ser previamente definida a repartição dos encargos de implementação.

7.6 ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES E RECIPROCIDADE

7.6.2 PRINCIPAIS QUESTÕES SOBRE O ACESSO ÀS INTERLIGAÇÕES

O Rateio das Capacidades de Interligação

Pág. 166

A capacidade das interligações está sistematicamente ocupada parcialmente com energia de circulação entre as redes portuguesa e espanhola. A parcela dessa capacidade a afectar ao

SENV deverá ser determinada pela REN na qualidade de gestora do sistema e homologada pela ERSE. No actual sistema de Contratos de Aquisição de Energia (CAE) pode ter interesse ser a REN a centralizar a competição no “pool” espanhol, mantendo a gestão das importações e exportações.

No entanto, o problema do rateio das capacidades de interligação não é, de momento, uma questão prioritária, porque:

- Não há qualquer pedido de abandono do SEP, por parte de clientes elegíveis, nem tão pouco em relação à quota parte, passível de se enquadrar neste âmbito, dos Distribuidores;
- Portugal situa-se no extremo oeste do sistema UCPTÉ, portanto, fora das “rotas” de trânsito de electricidade inter-países;
- Não se prevê, no SEP, o recurso a qualquer contrato firme de importação nos próximos 4 anos.

A Reciprocidade entre o Sistema Português e o Espanhol

Pág. 166

Embora não esteja explicitado, considera-se que a legislação portuguesa aponta para que um produtor espanhol **seja tratado como um Produtor Não Vinculado**, sujeito, portanto, à necessidade de declaração de um preço de venda (funcionamento idêntico ao dos “contratos por diferença” do sistema espanhol) porque:

- Não fará sentido tratar esta situação de forma diferente das que possam surgir com o SENV (a não ser que a Directiva sobre o Mercado Interno conceda o direito a contratos físicos não despacháveis, no sentido económico, quer para o SENV, quer para as importações de energia não destinadas ao SEP);
- Deixa ao Despacho liberdade para aproveitar eventuais oportunidades de importação em “spot”, porventura mais vantajosas que as “contratuais”, não gerando custos de oportunidade relevantes para o SEP.

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

Pág. 169

O título mais correcto deste capítulo deveria ser “...Relações Comerciais *entre o SEP e o SENV*”.

Já existe na REN uma separação muito acentuada de responsabilidades funcionais e contabilísticas tal como a Directiva comunitária recomenda. O seu aperfeiçoamento pressupõe a **publicação das peças regulamentares em estudo**, nomeadamente o Regulamento Tarifário.

A função de “Operador de Mercado”, no sentido usual, designadamente no sistema inglês ou no previsto para o sistema espanhol, traduz-se na coordenação de um mercado “spot” onde as relações comerciais se estabelecem para a hora ou para o dia e onde uma hipotética fuga ou manipulação de informação dará tempo para redeclarar uma oferta, lesando eventualmente outras partes.

A REN exerce a função de **homogeneizador** da tarifa para a Distribuição Vinculada e de calculador de encargos por cada item regulamentado ou definido contratualmente. Dessa forma, a REN **não desempenha funções de “Operador de Mercado”** no sentido estrito até porque:

- A legislação não prevê um mercado “spot” em Portugal; estabelece apenas princípios de partilha de benefícios entre o SEP e o SENV;
- De acordo com a lei, as centrais do SENV são obrigadas a declarar um preço de venda de energia, ou fórmula de cálculo, válido para **um ano** (é muito pouco provável que apareçam centrais hidráulicas no SENV despacháveis - mais de 10MVA - com interesse na declaração de preço **ao dia**, como a lei lhes permite);
- O mercado de longo prazo, isto é, as centrais do SEP sujeitas ao Despacho, é decidido por instâncias que transcendem a REN, o que se traduz numa completa definição contratual de direitos e obrigações, com relevo para o mecanismo de cálculo de custos fixos e variáveis a utilizar na vigência do contrato;
- As condições de recuperação dos custos fixos no SENV são completamente desconhecidas da REN.

Pág. 170

A imagem de **transparência e isenção da actuação do Despacho** pode ser reforçada por meio de acções de divulgação, sobre o seu funcionamento, junto dos utilizadores dos seus serviços, pela publicação das produções diárias/semanais das diferentes centrais, (como já é feito), pelo cumprimento de um Manual de Procedimentos, auditável, como previsto nos DL nº 182/95 e nº 187/95, e ainda, se a ERSE assim o entender, pela publicação doutros elementos adicionais.

Reconhece-se que estas acções devem merecer particular atenção porque:

- Muitas das questões que podem surgir resultam do mero desconhecimento do funcionamento do sistema português (por exemplo, os efeitos resultantes da forte variabilidade hidrológica, os decorrentes da interacção de redes síncronas, etc.);
- As análises de custos parcelares, quando realizadas por não especialistas, podem conduzir a conclusões incorrectas;
- Para qualquer entidade que pretenda aderir ao SENV é importante conhecer os prós e os contras do funcionamento conjugado com o SEP.



7.9 RELACIONAMENTO COMERCIAL

7.9.1 CONDIÇÕES COMERCIAIS DE LIGAÇÃO À REDE

Pág.172

A legislação actual não é totalmente clara quanto às regras de ligação à rede de novos clientes ou de novos produtores. Recomenda-se que o Regulamento das Relações Comerciais defina as regras a observar no caso das infraestruturas virem a ser usadas por entidades distintas das que suportaram os custos de instalação.