Anexo – Comentários da Autoridade da Concorrência à proposta da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de revisão regulamentar do Setor Elétrico

1. Tarifas G

1. Em geral, no contexto português, a tarifa G terá pouco significado na repartição de custos de rede entre produtores e consumidores, dado que os produtores nos regimes económicos protegidos – que representam aproximadamente 4/5 da produção – poderão fazer o *pass through* para os custos de interesse económico geral dessa tarifa. Por isso, a nova tarifa G acaba por incidir sobre os poucos operadores em regime de mercado e com risco de negócio, o que acaba por acentuar a assimetria de situações que se verifica no contexto da produção nacional (a produção CAE/CMEC/PRE significativamente imunizada de riscos de mercado e regulatórios e a produção em regime livre totalmente exposta a esses riscos).
2. O termo variável da tarifa G não deve ser necessariamente idêntico entre países, a contrário do que se definiu no passado, podendo ser diferenciado em função de custos com congestionamentos e custos de investimento em rede e interligações. Enquanto o sistema nacional registar um perfil importador, em especial nos períodos de menor produção renovável, pode justificar-se uma tarifa G por energia injetada inferior em Portugal face à verificada em Espanha.
3. O dimensionamento do termo fixo ou de potência da tarifa G deve ser visto de forma integrada com a temática da ligação dos produtores à rede. A ligação de nova produção gera custos para o sistema apenas parcialmente suportados pelos produtores. Aquando da discussão do plano de investimentos na Rede Nacional de Transporte, ficou claro que parte significativa dos reforços de rede projetados destinavam-se a dar resposta ao objetivo de integração de nova produção. Sendo as redes essencialmente pagas do lado dos consumidores e estando a procura estagnada, o esforço financeiro do objetivo de ligar produtores acaba por recair mais sobre os consumidores e menos sobre os produtores, aqueles que justificam o investimento.
4. Importa, por isso, garantir que as externalidades na rede provocadas pelos novos investimentos de produtores sejam convenientemente internalizadas por esses agentes económicos quando decidem investir em nova produção, de molde a preservar a eficiência do sistema.
5. Deve, contudo, garantir-se que o sistema de pagamentos funciona de forma equitativa e não gera barreiras à entrada adicionais, desfavorecendo a entrada de novos operadores.

2. Remuneração dos operadores de rede

6. A proposta da ERSE define que o retorno real *ex-post*, tendo em conta potenciais desvios nos custos de exploração e no valor dos ativos, será limitado a um valor máximo pré-determinado.
7. O novo modelo, sendo simétrico, significa que se a empresa for menos eficiente no controlo de custos de exploração verá a possibilidade de, *ex-post*, o regulador aumentar os proveitos permitidos para compensar o impacto do aumento de custos na taxa de remuneração. Se assim for, a proposta de revisão poderá introduzir incentivos perversos, com um menor esforço no controlo de custos operacionais.
8. Todavia, as empresas continuarão a estar imunizadas quanto a riscos de volume / procura. De facto, os riscos de volume continuam a ser integralmente suportados pelos consumidores,

nomeadamente por via dos mecanismos de ajustamentos, que permitem que quando os proveitos reais sejam inferiores aos proveitos permitidos, exista lugar a recuperação diferida, com juros, no período seguinte. Na presente proposta, e tal como refere a ERSE, é mesmo objetivo do modelo proposto reduzir ainda mais os riscos regulatórios das empresas.

9. A característica anti-cíclica do modelo de remuneração e de preços em aplicação – as tarifas médias sobem para manter os proveitos em períodos de quebra de procura / crise económica e descem significativamente em períodos de aumento de procura / expansão económica – não é corrigida pela presente proposta.

10. Do mesmo modo, e dado que o lucro das empresas continua a depender, essencialmente, da base de ativos regulada e da taxa de remuneração determinada pelo regulador, os riscos de sobreinvestimento continuam reconhecíveis no presente modelo de regulação (vide tabela seguinte) e não são corrigidos pela presente proposta da ERSE.

11. A AdC já manifestou no passado, em diversas ocasiões, a necessidade de rever o modelo de remuneração conferindo uma mais equilibrada partilha do risco. Tal como referiu no parecer à proposta de PDIRT-E 2013, solicitou-se que a ERSE ponderasse uma eventual modificação do modelo de regulação dos proveitos, de molde a permitir uma partilha do risco menos assimétrica e incentivos que não induzam o sobreinvestimento. Considerou-se também que, a manter-se o modelo de regulação dos ativos em presença, sendo o investidor imunizado do risco, a remuneração dos ativos regulados deve-se aproximar da remuneração das aplicações sem risco.

Caracterização da regulação baseada em custos	Riscos	Vantagens/Inconvenientes
Na regulação baseada em custos, os proveitos permitidos cobrem os custos de exploração e ainda uma rendibilidade sobre o capital investido. Variações nos custos reflectem-se no mesmo sentido nas variações de preços, enquanto que aumentos de produtividade e aumentos de procura provocam reduções nos preços. Neste tipo de regulação existe uma ligação directa entre os preços e os custos.	As empresas são incentivadas a investir, dado que a sua margem deriva de uma remuneração sobre o investimento. Contudo, existem alguns riscos associados a este tipo de regulação, nomeadamente: • O comportamento da procura. Se a procura crescer menos do que o previsto, a receita obtida é inferior à estimada e pode não ser suficiente para manter o nível de remuneração esperado. No entanto, este valor pode ser ajustado *a posteriori*. • A evolução dos preços de variáveis exógenas. Se estes preços aumentarem muito num dado período, as empresas poderão ter necessidades esporádicas de tesouraria que podem pôr em risco o equilíbrio financeiro de curto prazo da empresa, sempre que a sua passagem para o consumidor não seja simultânea.	Algumas das vantagens associadas a esta forma de regulação sintetizam-se em: • Os accionistas recebem em função daquilo que investem. • Não são permitidos proveitos excessivos, qualquer redução nos custos passa para o consumidor. • O risco das empresas é mínimo, dado que qualquer aumento dos custos passa para o consumidor. Em contrapartida, também existem algumas desvantagens na regulação por taxa de remuneração, como sejam: • A empresa regulada actua como se o custo do capital fosse inferior ao que é na realidade, pelo que a empresa tem incentivos a sobreutilizar o factor capital. • Se a taxa de remuneração permitida for superior ao custo do capital e inferior à taxa de remuneração pretendida pela empresa, então a empresa substitui capital por outro factor de produção e opera num nível de output onde os custos não são minimizados. • Este método não conduz à eficiência produtiva (não há incentivo à redução dos custos) e à eficiência de mercado.

Fonte: ERSE, Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico - Documento de Discussão, 2001

Regulação baseada em preços	Riscos	Vantagens/Inconvenientes
Nesta forma de regulação, o regulador permite às empresas um determinado nível de proveitos unitários que vai decrescendo anualmente em termos reais em função dos ganhos de eficiência previstos. Existem algumas variantes desta forma de regulação: A regulação com restrição do nível total de proveitos - o total dos proveitos permitidos não pode crescer mais do que IPC - X. A regulação com ponderadores fixos – os preços médios unitários não podem crescer mais do que IPC - X. A regulação com restrição da receita média – o preço médio não pode crescer mais do que IPC - X. Com a regulação por preço máximo pretende-se incentivar a minimização dos custos, tendo em conta que um aumento na eficiência não se reflecte nos preços antes do fim do período regulatório, e incentivar o investimento em tecnologia que minimize os custos e conduza as empresas a uma operação eficiente.	O regulador "contratualiza" com as empresas reguladas o nível de custos globais para o período de regulação. As empresas têm a liberdade de gerir o seu negócio da melhor forma. Esta maior liberdade significa maiores ganhos potenciais e maiores riscos. Os consumidores enfrentam menos riscos porque "conhecem" os preços para todo o período de regulação. As empresas têm incentivos a reduzir custos e a reduzir os investimentos, o que induz um risco acrescido no que se refere à garantia de abastecimento e à qualidade de serviço. As empresas enfrentam riscos relacionados com a variação de variáveis exógenas. Por exemplo, se o preço máximo for dependente da energia eléctrica fornecida, então a empresa retém o risco da procura.	Vantagens: A menor quantidade de informação exigida, o que minimiza a importância da assimetria de informação que existe entre a empresa regulada e o regulador. O decréscimo real de preços médios. Os ganhos das empresas são partilhados com os consumidores com enfoque nos preços, em vez dos custos, sendo assim mais fácil de monitorizar por parte dos consumidores. Inconvenientes: O incentivo à redução dos custos elimina a ligação entre os custos das empresas e os preços praticados, pelo que existe uma tendência para definir preços superiores ao custo marginal o que poderá conduzir a resultados elevados. Os resultados não são garantidos *a priori*, podendo o controlo directo dos preços produzir efeitos incertos sobre a taxa de rendibilidade das empresas. Se os resultados forem reduzidos de forma significativa, pelo controlo directo dos preços, tal pode afectar o financiamento (interno e externo) dos programas de investimento, em épocas de rápido progresso tecnológico e de forte procura. A empresa pode conseguir maiores resultados não apenas através da minimização dos respectivos custos de exploração, mas também através da oferta de uma menor qualidade de serviço. O maior risco em que a empresa incorre implica um maior custo do capital exigido pelos accionistas.

Fonte: ERSE, Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico - Documento de Discussão, 2001

12. As propostas da AdC pretendem que os proveitos permitidos possam variar e não sejam calculados deterministicamente na base de uma taxa de remuneração pré-definida aplicada à base de capital, seja esta definida em custos aceites ou custos de referência.

13. O mecanismo de regulação baseado em preços (vide tabela anterior), tal como existiu no passado nas redes de distribuição de eletricidade, é mais simples de aplicar, afasta os incentivos ao sobre investimento e reúne, em termos gerais, os princípios de partilha de risco defendidos pela AdC.

14. Os potenciais problemas relacionados com a menor valorização da qualidade de serviço ou o menor investimento podem ser corrigidos por sistemas de incentivos, tal como a ERSE o fez no passado, com notáveis resultados na aproximação dos padrões de qualidade de serviço nacionais nas redes de distribuição face aos padrões identificados na Europa. Por outro lado, importa notar que, num contexto de procura estagnada, as necessidades de investimento são potencialmente inferiores, tal como, aliás, se constatou na análise recente aos planos de investimentos na rede de transporte de eletricidade.

3. Facilitador de mercado

15. A função de facilitador de mercado é um serviço de *trading* prestado por um operador aos agentes produtores que não beneficiem de uma remuneração garantida e que necessitem de participar diretamente em mercado, via mercado organizado ou contratação bilateral, para escoar a sua produção. A justificação da função prende-se com a escala pequena de produção de alguns produtores em regime especial que, entretanto, tenham perdido o acesso à remuneração garantida, bem como com os ganhos de eficiência na gestão de desvios por operadores que tenham a seu cargo carteiras de produção de maior dimensão.

16. O quadro legal que cria o facilitador de mercado é, em si, restritivo da concorrência, na medida em que pressupõe que apenas uma entidade possa atuar como facilitador de mercado, sem que se justifique que se trate de um eventual monopólio natural. O quadro legal condicionou, também, o desenvolvimento desta atividade a um concurso, impedindo que os serviços de intermediação do facilitador de mercado possam aparecer de forma espontânea, livremente e no acordo entre os potenciais intermediários e os produtores que pretendam recorrer aos serviços de intermediação. Também não é clara que exista uma falha de mercado que suscite a necessidade de uma intervenção do tipo regulatório, para o aparecimento deste tipo de prestador de serviço.

17. Do ponto de vista da regulação desta função, interessaria acautelar que o exercício da função não pudesse conduzir a uma eventual criação ou reforço de posição dominante. Com efeito, a função de facilitador de mercado pode conduzir ao alargamento da carteira de produção gerida por um operador, i.e. um reforço de quota de mercado, o qual pode, em determinadas circunstâncias, significar um reforço de poder de mercado.

18. A relevância desta preocupação dependerá, essencialmente, do formato do concurso previsto no Decreto-Lei n.º 251-A/2012, de 8 de outubro, e das condições de elegibilidade que nele se estabeleçam; todavia, estando em discussão o enquadramento dessa atividade, deixa-se, desde já, o alerta para esta questão.

19. Interessaria também que a função de facilitador de mercado, enquanto agregador ou intermediário, se pudesse desenvolver para outros domínios de transação da energia elétrica e dos serviços de sistema, neste último caso sendo um domínio em se poderão identificar falhas de mercado importantes. Por exemplo, seria interessante equacionar a possibilidade de adaptar o quadro regulatório de molde a dar enquadramento a agentes agregadores para serviços de sistema, nomeadamente banda de regulação ou regulação terciária, do lado da procura, tal como se encontra definido para as medidas de resposta e de gestão da procura na Diretiva Europeia da Eficiência Energética.[1]

---

[1] Vide Anexo XI, Diretiva 2012/27/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de outubro de 2012, relativa à eficiência energética, que altera as Diretivas 2009/125/CE e 2010/30/UE e revoga as Diretivas 2004/8/CE e 2006/32/CE

4. Regime de funcionamento do mercado grossista / transparência e reporte de factos relevantes

20. O procedimento de divulgação de factos relevantes estabelecido pela ERSE tem por fim assegurar que a formação dos preços reflita a melhor informação disponível em relação à oferta e procura de energia elétrica e, assim, garantir a eficiência dos mercados. Este pressuposto, sendo válido em mercados pouco concentrados, pode, todavia, funcionar de forma diversa em mercados muito concentrados, sobretudo quando a informação divulgada permite a cada agente conhecer elementos relevantes para antecipar a estratégia futura de terceiros concorrentes.

21. Com efeito, em mercados concentrados e de produto homogéneo, existe o risco de tal informação poder melhor permitir conceber estratégias de exploração do poder de mercado ou de facilitar o surgimento de paralelismos comportamentais assentes em colusão tácita, assim resultando, potencialmente, em preços mais elevados para os consumidores finais.

22. Face ao exposto, sugere-se que seja ponderada a necessidade de divulgar informação de factos relevantes quando se trate de mercados muito concentrados, propondo-se a inclusão de uma norma que impeça ou adie a divulgação de tal informação em mercados que tenham 5 ou menos operadores, sem prejuízo do acesso a essa informação pelo regulador e pelo operador de sistema. É importante notar que o próprio REMIT[2], nomeadamente no artigo 4.º, n.os 2 e 7, admite circunstâncias em que a divulgação de factos relevantes pode ser adiada.

5. Regulamento de operação de redes – Mercado da regulação secundária

23. A regra que impõe como limite máximo de banda de regulação secundária ofertável em mercado a variação de potência possível em 5 minutos (regra dos 5 minutos) reduz a oferta que os agentes que operam centrais térmicas conseguem colocar em mercado, restringe a concorrência e aumenta a procura residual do operador dominante, i.e. alarga a dimensão da sua posição de monopolista residual.

24. O contexto atual de qualidade de banda é distinto do verificado em 2010, quando a regra dos 5 minutos foi introduzida, pelo que se questiona da pertinência em manter essa regra. A regra dos 5 minutos permite ao operador dominante operar com uma procura residual maior e estar sujeito a menos concorrência pelos operadores que operam somente centrais térmicas.

25. Assim, deveria ponderar-se uma alteração da regra, permitindo que se alargue o limite máximo de banda de regulação secundária para a variação de potência atingível em 15 minutos, exceto quando o operador de sistema verificar que há problemas de qualidade de banda, tendo o poder de declarar uma exceção à regra geral, impondo-se, nesses casos, assim, o limite dos 5 minutos atualmente em vigor.

6. Regulamento de Relações comerciais – Procedimentos a observar para os clientes que permaneçam nos CUR na data de extinção das tarifas transitórias

26. O regulamento de relações comerciais não define os procedimentos a observar para os clientes que permaneçam nos Comercializadores de Último Recurso (CUR) à data de extinção das tarifas transitórias, que foi fixada, no que respeita à AT, MT e BTE, em 31 de Dezembro de 2014 e, no caso da BTN, em 31 de Dezembro de 2015. Este é um assunto em que impera uma certa incerteza e um aparente risco de interrupção para os clientes que até à data de extinção não escolham um fornecedor. No passado, em finais de 2012, o risco

[2] REGULAMENTO (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de Outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas da energia.

aparente de interrupção de fornecimento na transição das tarifas reguladas para as tarifas transitórias levou à acumulação de clientes em espera nos balcões de atendimento do operador histórico.

27. A AdC recomenda que a ERSE tome posição sobre a matéria, no sentido de eliminar a incerteza que impera sobre o assunto, que é suscetível de causar apreensão junto dos consumidores finais e de afetar o desenvolvimento da concorrência no setor.

28. Por um lado, a falta de uma data clara para o fim das tarifas transitórias pode levar a um adiamento da entrada ou expansão da atividade de comercializadores não incumbentes. Por outro lado, a apreensão dos consumidores em relação a eventuais cortes de fornecimento pode acabar por favorecer o reforço de quota do operador histórico, como aconteceu no final de 2012.

29. A consulta pública seria o momento propício a uma discussão sobre as modalidades de intervenção nesta matéria, balizadas por duas opções extremas:

    - Finda a tarifa transitória, ao cliente que não migre para outro fornecedor é interrompido o fornecimento.
    - O cliente mantém o fornecimento, mas o fornecedor atual, o CUR, pode livremente fixar o preço de fornecimento (que é a situação normal em processos de liberalização, em que a responsabilidade pela fixação de preço deixa de pertencer ao Estado e é passada para os próprios agentes económicos).