

## 59.<sup>a</sup> Consulta pública da ERSE – Projectos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas

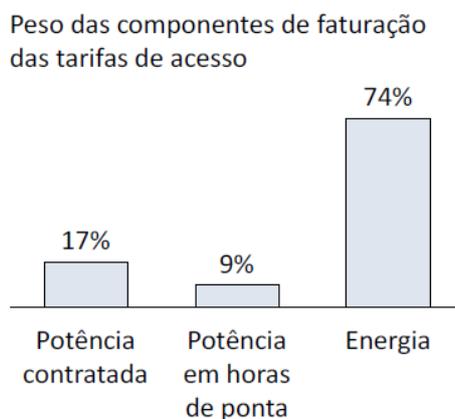
### 0. Sumário

Os comentários em seguida apresentados estão principalmente dirigidos à metodologia para avaliação do aperfeiçoamento da tarifa de acesso às redes em Portugal Continental e resumem-se nos seguintes pontos:

1. Concordância com os projectos estarem concentrados exclusivamente sobre a componente da energia;
2. Eliminação da proposta 1.3, pelo seu reduzido interesse (eventualmente a substituir por um cenário alternativo);
3. Extinção da potência média em horas de ponta como variável de facturação;
4. Eliminar a coexistência de ciclos opcionais num mesmo nível de tensão;
5. Harmonização da designação das variáveis de facturação da energia activa.

### 1. Projectos concentrados exclusivamente na energia

Sendo a potência contratada responsável apenas por 17% dos proveitos da tarifa de acesso (embora esta percentagem varie com o nível de tensão), faz todo o sentido que a ERSE se tenha concentrado exclusivamente na componente da energia (incluindo a potência média em horas de ponta, conforme ponto adiante), deixando eventuais análises da componente da potência para estudos ulteriores.



Fonte: Análise EDP considerando as tarifas e consumos estimados para 2016, publicados pela ERSE

## **2. Reduzido interesse da proposta 1.3**

A proposta 1.3 consiste em preservar as localizações do tarifário actual, procedendo a uma subdivisão dos actuais períodos de ponta e de cheias, dando assim origem a uma tarifa hexa-horária.

Face aos resultados apresentados no ponto 5.4 do documento da ERSE, a proposta 1.3 parece carecer de interesse, já que apresenta uma aderência aos custos de redes pior que a proposta 1.2, que tem uma estrutura mais simples - tetra-horária -, (vd. quadro 5-9) e, além disso, apresenta pior resultado para o incentivo à deslocação de consumo que o tarifário actual (vd. quadro 5-10). Assim, propõe-se desconsiderar esta proposta. No próximo ponto será colocada à consideração a sua substituição por uma proposta com um cenário em que se mantém o actual tarifário, mas convertendo a potência média em horas de ponta para a energia em horas de ponta.

## **3. Extinção da potência média em horas de ponta como variável de facturação**

Já em anteriores comentários a audições da ERSE havia manifestado o interesse da extinção desta variável de facturação e a integração dos seus proveitos na energia em horas de ponta. Esta parcela corresponde, de facto, a uma parte dos proveitos a recuperar através da energia em horas de pontas (com alisamento mensal, dado que o número de horas de ponta é diferente em cada um dos períodos de hora legal). Esta partição dos preços reduz a visibilidade do sinal de preço da energia em horas de ponta, pelo que esta extinção, para além de simplificar o tarifário, melhorará a leitura dos sinais de preço por parte dos consumidores.

Porém, a introdução desta alteração em conjunto com os projectos-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de acesso às redes em Portugal Continental poderá não ser a melhor abordagem. A inclusão desta melhoria nas propostas poderá dificultar a associação dos benefícios observados aos respectivos sinais de preço introduzidos, ficando a dúvida se parte das reacções dos consumidores possam decorrer tão só da incorporação do preço da potência média em horas de ponta no preço da energia nessas horas.

Nesse sentido, a proposta que se me afigurava interessante seria no sentido da extinção da potência média em horas de ponta no tarifário de 2017. A sua extinção permitiria comparar, entre anos, se a subida do preço da energia em horas de ponta (decorrente da conversão daquela componente) tem algum efeito no comportamento dos consumidores e permitiria também avaliar os efeitos devidos apenas à alteração da tarifa de acesso.

Porém, dado que a proposta em causa obrigaria a proceder de imediato a alterações ao Regulamento Tarifário, venho propor antes a substituição da proposta 1.3 (sobre a qual teci anteriormente comentários em prol da sua eliminação) por um cenário em que se mantém o actual tarifário, mas convertendo os proveitos da potência média em horas de ponta para a energia em horas de ponta. Assim, ter-se-ia uma amostra que permitiria estudar o efeito da conversão da potência média em horas de ponta para a energia em horas de ponta e sobre a qual também se poderiam comparar de forma mais fiel os efeitos das alterações de preços da energia nas propostas 1.1 e 1.2, pois nesta comparação estaria expurgado o efeito da conversão da potência média em horas de ponta para a energia em horas de ponta.

#### **4. Coexistência de ciclos opcionais num mesmo nível de tensão**

A coexistência em Portugal Continental de dois ciclos horários distintos em MAT, AT e MT, o ciclo semanal regular e o ciclo semanal opcional, cria incentivos perversos e dá azo a subsídição cruzada, pelo que se deveria pôr termo a essa coexistência. Em cada nível de tensão o ciclo horário deveria ser único, pois a coexistência de ciclos horários distintos dilui, podendo até cancelar, os sinais de incentivo à deslocação de consumo (esclareça-se que esta questão não impacta sobre a maior ou menor aglutinação do termo de energia, sempre que nessa aglutinação seja respeitado um mesmo ciclo horário, como é o caso na BT).

Para ilustrar esta questão observe-se um exemplo prático, fortemente simplificado, concentrando a análise apenas nas horas de ponta no período de hora legal de Verão (em que, num ciclo, as horas de ponta se localizam entre as 9:15 e as 12:15 e, no outro, se situam entre as 14:00 e as 17:00). Imagine-se um cliente que tenha um diagrama plano nas horas dos dois ciclos com uma potência constante de 3 MW. Este cliente pagará diariamente sobre  $3(\text{MW}) \times 3(\text{h}) = 9 \text{ MWh}$  em horas de ponta, independentemente do ciclo semanal que escolha. Imaginem-se agora dois clientes, um que no período matinal de ponta tem uma potência constante de 1 MW e no período da tarde uma potência constante de 2 MW e outro com o perfil inverso (2 MW de manhã e 1 MW à tarde), ou seja, dois clientes cuja soma de consumos em ponta seja igual à do primeiro cliente. Obviamente, cada um dos clientes escolherá o ciclo semanal que lhe seja mais favorável, isto é, o ciclo em que o período de horas de ponta corresponda ao seu consumo mais baixo, pelo que qualquer um deles pagará sobre  $1(\text{MW}) \times 3(\text{h}) = 3 \text{ MWh}$ , totalizando para os dois 6 MWh em ponta, o que, comparando com os 9 MWh imputados em ponta ao cliente anterior ilustra a “perversidade” da coexistência de ciclos horários opcionais num mesmo nível de tensão.

#### **5. Harmonização da denominação das variáveis de facturação da energia activa**

A denominação das variáveis de facturação da energia activa deveria obedecer a critérios de simplicidade, clareza e coerência, com vista à sua utilização nas facturas apresentadas aos clientes. Ou seja, o critério de denominação não deveria ser ligado à origem das parcelas (referência que pode ser dada na descrição da proposta) e sim ter em vista a clareza de leitura na futura factura de energia.

Nesse sentido, venho propor denominar os seis períodos da seguinte forma: ponta alta, ponta baixa, cheias altas, cheias baixas, vazio alto e vazio baixo. Temos assim 3 categorias de períodos principais e duas categorias de subperíodos.

Lisboa, 12 de Abril de 2017

Paulo Toste