

CHOQUE DE PREÇOS NO GÁS E TEMPESTADE ELÉTRICA: REFLEXOS NOS CONSUMIDORES E NA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO

*João Lopes**

As perspetivas incertas dos investidores desaceleraram o investimento em exploração de gás natural, por razões de ordem conjuntural – a pandemia quebrou o consumo desse combustível fóssil e aumentou a incerteza – e estrutural – o crescimento das renováveis a médio e longo prazo transforma o gás numa alternativa transitória de curto e médio prazo para o carvão, mas cuja utilização também declinará inevitavelmente nos roteiros para a descarbonização das economias. Esta desaceleração cria tensão no curto prazo entre a oferta e procura de gás natural. O transporte marítimo de gás natural, em estado liquefeito, integrou as diferentes geografias mundiais num mercado *spot* onde a disputa entre Ásia e Europa do gás disponível no mercado, antes do inverno de 2022, levou o preço a disparar para níveis nunca observados, os quais são também influenciados pela geopolítica do gás. A dependência da Europa ocidental em relação ao gás russo e as tensões criadas pelo novo gasoduto no Báltico, o Nordstream II – o fornecimento de gás russo à Europa baixou durante 2021 no que pode ser interpretado como uma forma de pressionar as autoridades e reguladores europeus a autorizar a entrada em funcionamento desse gasoduto –, deixaram as reservas de gás armazenado na Europa em mínimos de 5 anos à beira do próximo inverno. No caso da Península Ibérica, o conflito entre Marrocos e Argélia cria dúvidas sobre a continuidade de utilização do gasoduto EMPL (*Europe Maghreb Pipeline*), a primeira fonte de abastecimento por gasoduto a Portugal e a Espanha desde 1996.

* Especialista de Concorrência Sénior na Autoridade da Concorrência. A opinião expressa no presente artigo vincula apenas o autor e não reflete necessariamente a posição da Autoridade da Concorrência.

Key-Words: Energia, concorrência, regulação, auxílios de Estado

A instabilidade do outono de 2021 nos mercados de energia, com epicentro nos mercados de gás natural, acontece em grande medida pelas perspectivas de descarbonização das economias, muito influenciadas pela expansão do solar fotovoltaico, a custos muito competitivos – uma boa notícia a médio prazo mas com implicações no curto prazo –, e traduzem uma mudança de paradigma no funcionamento do sistema elétrico, com consequências profundas para os seus utilizadores finais, desde os consumidores industriais aos consumidores domésticos.

1 – DIFERENÇAS E SEMELHANÇAS ENTRE 2008 E 2021

A crise energética de 2021 é profundamente distinta da verificada em 2008. Nesse ano, todas as fontes de energia fóssil tinham um preço muito correlacionado com o preço do petróleo, que influenciava, por via das centrais térmicas a carvão e a gás natural, os custos de produção da energia elétrica. Em julho de 2008, o petróleo atinge máximos nos mercados internacionais – o Brent do Mar do Norte chega a cotar nos 143.95 dólares o barril. Os preços grossistas da energia elétrica sobem acima dos 70 €/MWh durante uma larga parte do ano de 2008, atingindo a média mensal máxima de 76 €/MWh em novembro de 2008. Durante o verão desse ano, o governo de então legislou (Decreto-Lei n.º 165/2008) e decidiu adiar a repercussão do aumento dos preços grossistas para as tarifas da eletricidade de 2009. A não atualização da tarifa regulada em 2008 criou um efeito predatório na concorrência, secando o mercado livre, e o comercializador de último recurso acumulou vendas com prejuízo superiores a € 1,1 mil milhões, que foram imputados à dívida tarifária. Por outro lado, nas tarifas para 2009, a ERSE previu um preço grossista da energia da ordem dos 70 €/MWh, aproximadamente idêntico ao preço grossista observado até setembro de 2008, pelo que o governo de então decidiu diferir a recuperação do sobrecusto da produção em regime especial (renováveis e cogeração), criando um *deficit* nas tarifas de acesso às redes de 2009, igualmente imputado à dívida tarifária. As decisões adotadas nas tarifas de 2009 implicaram uma dívida tarifária da ordem dos 1,7 mil milhões. Na realidade, por ação da crise económica provocada pela crise financeira do *subprime* / falência do *Lehman Brothers*, e acompanhando a queda muito significativa dos preços do petróleo que se seguiu, a partir de dezembro de 2008 os preços grossistas da energia elétrica iniciam uma queda significativa e em janeiro de 2009 já se encontravam substancialmente abaixo da previsão do custo da energia formulada meses antes pela ERSE, tornando injustificados

os pressupostos da decisão das tarifas de 2009 e da dívida tarifária então criada – mal entraram em vigor, as tarifas de 2009 já estavam desatualizadas. Ao invés dos 70 €/MWh previstos nas tarifas de 2009, o preço grossista real de 2009 não foi além dos 37 €/MWh.

No choque de preços de 2021, observa-se que o preço do gás natural deixou de estar ligado ao preço do petróleo. Em início de outubro de 2021, enquanto o preço do petróleo cotava em torno dos 80 dólares o barril, muito longe do máximo histórico de 2008, o gás atingia valores recorde na aproximação ao inverno de 2021/2022, como noticia o Financial Times (FT) de 6/10/2021¹, tendo subido de 18 €/MWh seis meses antes para 117,5 €/MWh para o contrato de entrega em novembro de 2021 na Europa. Como menciona a notícia do FT, o gás natural estava a ser transacionado a um valor equivalente a 200 dólares o barril, quase três vezes mais o valor a que o preço do petróleo era transacionado. Esta quebra de correlação do preço do gás natural face ao petróleo deve-se muito à transformação do modo como o gás natural é transacionado no contexto da liberalização dos mercados de gás na Europa. Enquanto antes da liberalização o gás natural era importado quase em exclusivo em contratos *take or pay* de muito longa duração entre os países produtores e os incumbentes históricos de cada país, nos quais os preços do gás natural eram indexados ao petróleo ou seus derivados, na atualidade assiste-se crescentemente a preços definidos em mercados regionais – como o MIBGÁS – em transações *spot* que refletem a cada momento o encontro entre a oferta e a procura.

Em consequência da subida vertiginosa dos preços do gás natural, os preços grossistas da energia elétrica na crise de 2021 são muito mais altos que na crise de 2008 – a média de setembro de 2021 em Portugal foi 156 €/MWh, ao passo que a média do mês mais alto em 2008 não foi além dos 76 €/MWh. Este crescimento dos preços grossistas acontece na generalidade dos mercados europeus de energia elétrica.

Do ponto de vista do sistema elétrico nacional, o choque de preço no gás natural afeta essencialmente a produção elétrica de origem térmica e as importações de energia elétrica, que representaram 41% da produção em 2020, proporção que se manteve até setembro do ano de 2021. Este choque de preços não afeta os regimes subsidiados de produção, cujo preço se mantém sem grande variação, nem os custos fixos do sistema relacionados com

1 “Record gas prices hit bonds as investors fear wider damage”, edição online do Financial Times de 06/10/2021. <https://www.ft.com/content/c94cee7d-4ffe-4946-a83b-b4f85026b74f>

redes de transporte e distribuição, nem as rendas fixas de contratos [CMEC e Contratos de Aquisição de Energia (CAE)]. Uma estrutura de custos em que preponderam os custos fixos acaba por amortecer o impacto global do aumento dos custos variáveis térmicos. Os clientes domésticos de energia elétrica, que assumem uma fatia proporcionalmente maior dos custos fixos do sistema – além de pagarem mais custos de redes assumem também uma proporção maior do sobrecusto das renováveis –, observam que os seus custos de fornecimento são menos afetados pelo choque nos preços do gás natural e na energia elétrica.

Num contexto de mercado livre, que representava 95% do consumo elétrico em junho de 2021, estes aumentos de preço terão sido passados aos clientes industriais – nos quais a revisão frequente de contratos é uma realidade e onde se aplicam mecanismos de indexação dos preços retalhistas aos preços grossistas. No caso dos consumidores domésticos, o aumento dos custos grossistas foi passado apenas parcialmente nos dois ajustamentos trimestrais promovidos pela ERSE durante o ano de 2021 – o ajustamento do custo da energia foi incompleto² –, enquanto nos tarifários em regime livre apenas alguns comercializadores verticalmente integrados conseguem apresentar tarifários mais competitivos que as tarifas transitórias, como notícia o jornal Expresso de 08/10/2021³.

Convirá notar que no contexto do mercado de retalho, nem todos os comercializadores terão sido atingidos da mesma forma pela subida dos preços grossistas. Os operadores verticalmente integrados com um portefólio de produção diversificado com fontes renováveis (e também com energia nuclear em Espanha) apenas parcialmente terão sido atingidos pela subida dos custos do gás (casos da EDP, Iberdrola, Endesa e também Galp, que tem realizado um esforço de investimento no solar fotovoltaico em Espanha). Os comercializadores sem produção que tenham coberto os seus fornecimentos com contratos a prazo de preço fixo do mesmo modo não terão sido totalmente afetados pela subida dos preços grossistas, ainda que a liquidez disponível nos contratos a prazo seja relativamente reduzida, portanto é limitado o alcance dessa proteção.

2 A ERSE, conforme os regulamentos adotados, nas atualizações de tarifas corrigiu em alta somente metade do desvio de previsão entre o preço da energia regulado e o novo preço previsto. Vide ERSE, ATUALIZAÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA DO SETOR ELÉTRICO, setembro de 2021.

3 “Luz: preços regulados esmagam concorrência”, edição em papel do jornal Expresso de 09/10/2021.

A grande volatilidade de preços grossistas na energia elétrica, e os valores extremamente elevados dos preços – no dia 7/10/2021 o preço médio grossista no mercado ibérico atingiu novo máximo histórico, 288 €/MWh, e o máximo horário ascendeu a 319 €/MWh –, na verdade, apenas refletem um sistema mais complexo na integração de renováveis e no *phasing out* de tecnologias térmicas, com a saída das duas centrais a carvão em Portugal no decurso de 2021. Poder-se-á mudar a arquitetura do mercado, com vista a proteger o sistema e os seus utilizadores das consequências dessa volatilidade, mas os fundamentais que justificam a instabilidade atual deverão permanecer, e os momentos críticos serão também mais frequentes. Essa instabilidade irá aumentar a prazo e os custos dessa instabilidade também irão aumentar.

2 – O PAPEL DOS COMERCIALIZADORES NA GESTÃO DO CHOQUE DE PREÇOS DA ENERGIA

O modo como a instabilidade dos preços grossistas será transferida aos consumidores finais depende da atuação dos comercializadores de energia, cuja função para o futuro será cada vez mais a intermediação do risco.

No inverno rigoroso de 2020/2021 nos Estados Unidos, no Texas, num mercado com uma arquitetura diferente do mercado grossista ibérico, em fevereiro de 2021, como noticia o *New York Times* de 20/02/2020⁴, durante uma onda de frio em que os preços grossistas chegaram a valores extremamente elevados, os consumidores finais com tarifários indexados ao referencial grossista foram confrontados com faturas mensais de milhares de dólares. As tarifas indexadas aos preços grossistas, expondo os consumidores finais à volatilidade, implicam riscos financeiros para as economias familiares quando os valores da energia atingem valores astronómicos, como se verificou no Texas ou se verifica em Espanha na tarifa regulada ao consumidor final que é indexada aos preços grossistas, e que motivou iniciativas do governo espanhol tendentes à sua reforma.

O modelo alternativo à indexação dos preços de retalho aos preços grossistas implica que as tarifas a clientes finais se formem com a imputação de prémios de risco sobre o referencial grossista nos preços a consumidores finais. É exatamente neste prémio de risco que os grandes produtores verticalmente integrados apostam quando investem no solar fotovoltaico com risco de

4 “His Lights Stayed on During Texas’ Storm. Now He Owes \$16,752.”, edição online do *New York Times* de 20/02/2021 <https://www.nytimes.com/2021/02/20/us/texas-storm-electric-bills.html>.

mercado – para esses agentes o negócio não estará na venda no mercado grossista da energia solar fotovoltaica, cujo preço poderá baixar significativamente quando a capacidade solar atualmente projetada para os próximos anos esteja em operação, antes estará no fornecimento dessa energia a preço de retalho a clientes finais.

Outra questão que importa apurar será determinar quais os agentes melhor habilitados para fazer gestão de risco, já que a contratação a prazo no mercado ibérico tem reduzida liquidez. De facto, para as elétricas verticalmente integradas, o contrato de preço fixo com um consumidor final é um substituto de um contrato a prazo, pelo que esses agentes vendem relativamente pouca produção no mercado a prazo; neste contexto, será importante perceber qual o papel e probabilidade de sobrevivência dos pequenos comercializadores independentes num mercado onde a gestão do risco é um fator crítico. Em Portugal, o processo de saída do mercado de pequenos comercializadores foi antevisto pelo regulador⁵ e identificam-se algumas saídas no outono de 2021. No Reino Unido, num mercado maduro, na antecipação do próximo inverno, o número de falências entre comercializadores é significativo, ainda que a adoção de um *price cap* nos preços do gás natural seja parcialmente responsável pela saída de operadores⁶.

No contexto da crise do outono de 2021, a comunicação da Comissão Europeia sobre os preços da energia⁷ defende o desenvolvimento de um modelo de contratos a longo prazo de preço fixo para as energias renováveis, e agregadores de procura, para melhorar a capacidade negocial dos pequenos clientes. Este tipo de contratos envolve mecanismos de partilha de risco entre produtores e clientes finais e pode servir o propósito para novos investimentos. Porém, não interferem no curto prazo com a estrutura atual da produção e comercialização.

Na verdade, em resultado desta crise, a potencial concentração da atividade de comercialização num número reduzido de comercializadores verticalmente integrados pode levar a que os prémios de risco sobre os preços

5 “Comunicado: ERSE aprovou medidas extraordinárias para atenuar impacto dos preços grossistas no mercado de energia”, ERSE, 18/10/2021.

6 “U.K. Pays Price for Energy Market That Anyone Could Join”, edição online do *Bloomberg* de 16/10/2021 <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-10-16/u-k-pays-price-for-energy-market-that-anyone-could-join>.

7 Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of The Regions, Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support, COM(2021) 660 final, 13/10/2021.

grossistas se formem num contexto de baixa intensidade concorrencial no mercado de retalho, recomendando a necessidade de supervisionar o mercado, como defende a Comissão Europeia⁸, e a eventual intervenção da regulação económica no sentido de proteger o bem-estar do consumidor no acesso a um serviço essencial.

3 – O PAPEL DA REGULAÇÃO ECONÓMICA NA GESTÃO DO CHOQUE DE PREÇOS DA ENERGIA

Em tese, a gestão do risco da atividade grossista pode também ser realizada pela comercialização regulada. Quando se forma um défice tarifário num ano e um *superavit* tarifário no seguinte, os desequilíbrios potencialmente anulam-se, ainda que existam custos com o serviço do stock de dívida. As séries de preço grossista da energia elétrica revelaram no passado uma certa convergência para um valor médio na ordem dos 50 €/MWh (de 2007 a 2020, em Portugal, a média aritmética do preço grossista foi de 47,34 €/MWh), registando um máximo histórico em 2008 (69,98 €/MWh) e um mínimo em 2020 (33,99€/MWh).

Quando os valores dos custos grossistas da energia elétrica flutuam ciclicamente em torno de um valor médio, em teoria é possível alisar a repercussão dos picos de preços nos consumidores. No passado, o fundo de correção da hidraulicidade desempenhou essa função no sistema elétrico nacional – a produção hidroelétrica é bastante irregular de ano para ano mas a média móvel em períodos mais alargados é relativamente estável. Esse fundo financeiro acumulava em anos húmidos e era utilizado em anos secos.

Este modelo de intervenção no contexto de mercado em que coexistem comercializadores regulados e não regulados enfrenta duas dificuldades práticas. A primeira dificuldade diz respeito a como evitar a arbitragem entre comercialização regulada e não regulada e a socialização dos riscos do comercializador de último recurso por todos os consumidores. A segunda dificuldade prende-se com a capacidade limitada de previsão em relação ao futuro, i.e., a capacidade de determinar se o choque de preços observado no momento corrente é de natureza transitória ou é um crescimento permanente do nível de preços grossista.

A experiência de regulação das tarifas de gás entre final de 2008 e princípio de 2009 é ilustrativa da primeira dificuldade. Os preços do gás natural

⁸ *Idem*.

no contrato mais antigo com a Argélia fixavam o preço de importação do gás natural com base no histórico do preço do petróleo verificado nos trimestres anteriores. Na fixação das tarifas reguladas do gás natural a clientes finais, em final de 2008, a ERSE, observando a queda acentuada recente dos preços do petróleo, decidiu amortecer a subida do preço de importação do gás natural que refletia o máximo histórico do petróleo verificado durante o verão desse ano. Sabendo-se que os preços de importação do gás natural cairiam nos trimestres seguintes, o aumento do final de 2008 poderia assim ser diluído durante o ano de 2009. O déficit tarifário de final de 2008 seria recuperado como um *superavit* tarifário durante o ano 2009. Porém, em 2009, com tarifas reguladas de gás natural mais elevadas que o custo de importação, os comercializadores em regime livre conseguiram fazer melhores preços retalhistas, e os clientes abandonaram o comercializador de último recurso, impossibilitando a possibilidade de gerar o *superavit* necessário ao pagamento da dívida criada em final de 2008. Para recuperar essa dívida tarifária acabou por ser necessário repercuti-la nas tarifas de acesso às redes – o monopólio do qual os consumidores não conseguem fugir. O corolário deste episódio é que um modelo de diferimento no tempo de picos de preços precisa de uma base de clientes estável, pelo que é um modelo que pode funcionar bem em regime de monopólio, mas já não funcionará bem em regime de concorrência em que terceiros agentes arbitram contra a ineficiência da tarifa regulada.

A segunda dificuldade prática para adotar uma estratégia de alisamento de preços é apurar a natureza transitória ou persistente do choque de preços. Para um choque de preços permanente, sobretudo em fontes energéticas importadas e sobre as quais não se consegue atuar, não há outra solução senão refletir o aumento de preços nos consumidores finais. Assim, a grande questão que se coloca atualmente é apurar se os preços grossistas da energia elétrica regressarão à média histórica dos 50 €/MWh.

Em tese, os preços do gás natural cairão a partir do final do inverno, à medida que se dissipe a crise do gás natural para o inverno de 2022, que também dependerá de quão rigorosas sejam as temperaturas entre dezembro de 2021 e fevereiro de 2022. Os futuros nos mercados regionais de gás europeus, em meados de outubro, sugerem esse comportamento. Usando por referência o mercado holandês (TTF), um dos principais na Europa, em 15 de outubro, data em que a ERSE anunciou o projeto de tarifas para o ano seguinte, o futuro do gás natural para novembro de 2021 cotava a 94 €/MWh, o futuro para o primeiro trimestre de 2022, a 92 €/MWh, e os futuros para o segundo e terceiro trimestres de 2022, em valores que rondavam os 46 e os 43 €/

MWh, respetivamente. Os futuros para 2023 situavam-se em 32 €/MWh. Para um custo de gás natural de 40 €/MWh e um custo de CO₂ de 50 € por tonelada, o custo variável da energia elétrica de uma central de ciclo combinado a gás natural ascenderá a mais de 90 €/MWh, ainda muito acima da média histórica do preço grossista em Portugal.

Os futuros do gás natural na Europa sugerem que o mercado grossista da energia elétrica só “normalizará” a partir de 2023. Por outro lado, os fundamentais que implicam uma oferta de gás natural restringida no curto prazo, relacionados com os roteiros para a descarbonização da economia, poderão permanecer no médio prazo. Por fim, o aumento dos preços de CO₂ deverá manter-se elevado em respeito por uma política coerente de combate às alterações climáticas. No contexto atual, é difícil afirmar que os mercados regressem ao normal pré-choque de preços a breve prazo, o que leva a considerar ser necessária prudência sobre adoção de estratégias de alisamento dos preços que envolvam a criação de dívida tarifária no curto prazo. Pelo contrário, acontecendo uma nova crise económica, o mercado do gás natural reajustar-se-á em baixa.

4 – A DECISÃO DE TARIFAS DA ENERGIA ELÉTRICA EM CONTEXTO DE CRISE ENERGÉTICA

A velocidade de atuação da regulação económica – cujo calendário de fixação das tarifas elétricas continua muito rígido e colado ao calendário do Orçamento de Estado – será crucial para corrigir desequilíbrios na estrutura tarifária da energia elétrica.

Uma característica central do sistema tarifário nacional da energia elétrica reside no modo como se calculam os denominados Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) relacionados com os contratos com produtores anteriores à liberalização – os CAE e os CMEC – e os contratos dos produtores dos regimes subsidiados das renováveis e co-geração, baseados em tarifas feed-in. As rendas fixas dos CAE e CMEC e a conjugação das tarifas feed-in fixas com o volume de eólicas e co-geração com pouca variação inter-anual determinam uma preponderância de custos fixos, ainda que esses custos fixos sejam decrescentes no tempo com o término de CAE e o fim dos contratos feed-in. No cálculo dos CIEG, o preço de mercado previsto para cada ano faz o *clearing* dos custos fixos do sistema, sendo os custos acima dos preços de mercados transferidos para as tarifas de acesso às redes. Sempre que os preços grossistas da energia sobem, os custos de acesso às redes baixam. Pelo

contrário, quando os preços grossistas de energia descem, os custos de acesso às redes sobem. Este sistema permite diluir o impacto das subidas de preços grossistas da energia elétrica.

As tarifas de acesso às redes fixadas em 2021, pela redução inesperada dos CIEG em resultado da subida dos preços grossistas verificadas durante o ano, ficaram acima do custo real e proporcionaram um *superavit* tarifário na componente de acesso às redes.

Existiram condições para baixar as tarifas de acesso às redes antes do final do ano de 2021, o que providenciaria um alívio na fatura dos consumidores face aos níveis extremos dos preços grossistas de setembro e outubro, todavia, a ERSE, por opção regulamentar, não prevê alterações a meio do ano das tarifas de acesso, o que implicou adiar a descida dessa componente tarifária para 2022. Por seu lado, a componente de energia nas tarifas transitórias do comercializador regulado ficou abaixo de custo.

No momento em que a ERSE apresentou a sua proposta de tarifas para 2022, o modelo de intervenção tarifário em condições excecionais continua aquele que foi definido em 2008, em particular no Decreto-Lei n.º 165/2008: a ERSE, até 10 de setembro, apresenta ao governo os diferentes cenários para a repercussão nas tarifas elétricas dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, que condicionarão a evolução das tarifas do ano seguinte; o governo pode decidir com base nessa informação os pressupostos que determinarão a variação de tarifas do ano seguinte, proposta pela ERSE até 15 de outubro.

Em 21 de setembro⁹, o Ministro do Ambiente e da Ação Climática anunciou em conferência de imprensa que o preço da eletricidade não subiria nos mercados regulados e que haveria uma redução de pelo menos 30% na tarifa de acesso às redes para os consumidores industriais. Em 15 de outubro, consistentemente com o anúncio do governo, a ERSE propôs nas tarifas para 2022 uma redução muito significativa das tarifas de acesso às redes, a manutenção do nível das tarifas transitórias a clientes finais, que abrangem 5% do consumo à data, e uma redução da dívida tarifária – o que não deixa de ser significativo num ano em que se registou um aumento dos custos variáveis de geração no sistema provocado pelo choque de preços no gás natural. A decisão da ERSE produz os seus maiores impactos na componente das

9 “Preço da eletricidade não sobe no mercado regulado em 2022, afirma Ministro do Ambiente e da Ação Climática”, *Portal do Governo*, 21/09/2021, <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/noticia?i=preco-da-eletricidade-nao-sobe-no-mercado-regulado-em-2022-afirma-ministro-do-ambiente-e-da-acao-climatica>

tarifas de acesso às redes, enquanto que para 95% do consumo, no mercado em regime livre, a variação global dos preços dependerá do comportamento dos comercializadores no que respeita ao custeio da compra e venda grossista da energia elétrica.

Os pressupostos para a variação de tarifas para 2022 ficaram assim decididos em 15 de outubro. Porém, como a experiência demonstra, é tremendamente difícil acertar em setembro/outubro de um ano, no preço grossista da energia elétrica de todo o ano seguinte. Se o preço regulado da energia voltar a ficar abaixo do preço de mercado real, acentuará o efeito predatório das tarifas reguladas – como o Ministro do Ambiente e da Ação Climática sublinhou na conferência de imprensa de 21 de setembro, “se o mercado não regulado, no próximo ano, tiver tarifas mais altas do que o regulado, «a transação [dos consumidores de um mercado para o outro] está à distância de um telefonema e é imediata»”. Esse comportamento só será possível para clientes em Baixa Tensão, dado que as tarifas transitórias em Média Tensão são extintas no final do ano, e já não existem em Alta e Muito Alta Tensão. Se o preço regulado da energia ficar acima do preço de mercado real, uma vez que a tarifa regulada pode funcionar como referência para o mercado livre, contribuirá para a formação de lucros de arbitragem – i.e., que resultam da ineficiência do processo de determinação das tarifas – pelos comercializadores em regime livre. Os erros de previsão nos preços grossistas traduzem-se também em geral em *deficits* ou *superavits* nas tarifas de acesso às redes, de sinal contrário aos verificados na função de comercialização.

Para os consumidores industriais, que estão excluídos das tarifas reguladas, tem-se recomendado a adoção de contratos a prazos mais longos com preços fixos, para alisar o pico de preços, o que implica partilha de risco entre produtores e consumidores e um prémio de risco (que será maior para os detentores de meios de produção cujos custos não estão correlacionados com o preço do gás natural, i.e., as renováveis). Definir esse prémio num momento de crise, em que se verifica uma potencial quebra de estrutura, em que a informação histórica de preço deixa de ser válida para projeções futuras, pode dar origem a prémios significativos. Por outro lado, tal como em 2008, se se configurar uma nova crise económica no próximo ano, os preços da energia podem cair de forma abrupta. Face às dinâmicas de preço observadas até outubro de 2021, os contratos de preço fixo a prazos mais longos podem dar origem a perdedores e ganhadores – um pouco à semelhança do que aconteceu com os *swaps* de taxa de juro antes da crise de 2008, nos quais se apostava contra a subida de taxas de juro, que acabaram por cair significativamente depois dessa

crise, e deram origem a perdas financeiras muito significativas aos clientes do sistema bancário que subscreveram essas proteções de risco.

Neste quadro, é fácil reconhecer que os clientes industriais estão muito mais expostos aos riscos do choque de preços da energia de 2021 comparativamente aos clientes domésticos, para os quais a tarifa transitória não aumentará e que funciona como retaguarda para o caso dos preços do mercado livre subirem muito significativamente.

A indústria dos combustíveis líquidos adaptou-se a um paradigma de volatilidade nos preços grossistas do petróleo revendo os preços do retalho, na bomba, com uma enorme frequência, semanal ou mesmo diária. Os consumidores, sejam eles automobilistas ou empresas, não apreciam a volatilidade, pelas implicações orçamentais associadas e a dificuldade de absorver choques de preço significativos, e o mesmo acontece também nos consumidores de energia elétrica e do gás natural. Todavia, a necessidade imperativa de reduzir o impacto ambiental da produção e consumo de energia implicam uma mudança de paradigma no funcionamento dos sistemas de energia cada vez mais baseados em renováveis, para o qual se exige também uma mudança nos hábitos dos consumidores.

De certo modo, as indústrias da energia elétrica e do gás natural poderão ter de evoluir no sentido da maior frequência e maior rapidez na revisão dos preços, dado que a gestão do risco será cada vez mais complexa e as apostas que os preços irão subir ou descer no futuro próximo implicam riscos financeiros importantes.

No contexto de crise energética de 2021, seria aconselhável que se revisse o calendário de fixação das tarifas, no sentido de definir a previsão do preço da energia do ano seguinte mais próximo do final do ano, em vez de o definir em 15 de outubro, e prever revisões das tarifas de energia e de acesso às redes mais frequentes, reagindo à dinâmica do sistema elétrico. De facto, navegar durante uma tempestade implica que o rumo se ajuste com maior frequência, para evitar os perigos da tormenta. Distinguir no meio da tempestade, no ruído do curto prazo, a tendência de médio prazo, também não é tarefa fácil e é, pelo que se disse atrás, muito propenso ao erro.

5 - IMPLICAÇÕES DA CRISE DO GÁS NATURAL NA SEGURANÇA DE ABASTECIMENTO NO CURTO E MÉDIO PRAZO EM PORTUGAL

Outra novidade da crise energética de 2021 face à anterior prende-se com a diversidade de centrais térmicas para responder aos desafios da segurança de

abastecimento no setor elétrico. Na crise de 2008, o sistema elétrico estava dotado de centrais a fuel-óleo, a carvão e a gás natural. No caso das centrais a carvão e a fuel-óleo, a remuneração dessas centrais era assegurada por contratos de aquisição energia, que garantiam uma renda que permitia manter uma enorme capacidade de geração ociosa. As condições de remuneração nesses contratos eram desproporcionalmente elevadas face à ausência de risco para o investidor – no caso dos contratos da EDP Produção, remuneravam o ativo líquido com uma taxa de 8,5% reais mais inflação – e por isso integravam o conceito de renda económica. A solução do passado para manter capacidade de resposta do sistema elétrico para momentos críticos era por isso ineficiente e não deve ser exemplo para futuro. Nesta nova crise, não há contratos de aquisição de energia (CAE), porque caducaram ou estão em vias de caducar, já não há centrais a fuel-óleo e as centrais a carvão são desativadas – por iniciativa do proprietário no caso da central de Sines, no início de 2021, ou no caso da central do Pego, a partir de novembro de 2021, com o fim do respetivo contrato, e a decisão do governo de a substituir por um modelo piloto de gestão dinâmica da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT) no ponto de injeção atualmente ocupado por essa central, baseado em energias renováveis.

No que respeita à segurança de abastecimento, do lado da produção, como fontes garantidas, o sistema elétrico nacional passará a depender quase em exclusivo de uma única fonte de energia fóssil – o gás natural¹⁰ – e na armazenagem elétrica que existe em albufeiras hidroelétricas, muitas das quais dotadas de capacidade de bombagem, função que permite armazenar energia quando existe excesso de energias renováveis. A produção de energia a partir de fontes renováveis de origem eólica e solar depende da disponibilidade do recurso, por natureza, variável, e por isso não é garantida.

As centrais hidroelétricas podem efetivamente dar apoio em momentos críticos, mas os critérios de maximização dos lucros com que são exploradas não dão garantias que as mesmas possam ser geridas com vista à segurança de abastecimento. O exemplo relatado na imprensa espanhola¹¹ que refere que a Iberdrola, no início do verão de 2021, esvaziou duas albufeiras em seis semanas, num período em que os preços grossistas cresciam para níveis nunca

10 A central de ciclo combinado a gás natural, a primeira a ser construída em Portugal, primeiro grande cliente do sistema de gás natural, pode funcionar com um combustível alternativo, derivado do petróleo.

11 “El Gobierno califica de “escandaloso” el vaciado de embalses por parte de Iberdrola para producir energía más barata”, edição online do *El País* de 13/08/2021, <https://elpais.com/economia/2021-08-13/teresa-ribera-investigara-el-vaciado-de-embalses-por-parte-de-iberdrola-para-producir-energia-mas-barata.html>

antes observados, é disso demonstrativo. Uma gestão dos armazenamentos hídricos com vista à segurança de abastecimento seria mais conservadora no uso da água antes do outono, ao invés de prosseguir uma simples maximização do valor esperado de venda do stock de água armazenado. Todavia, mesmo agentes sofisticados têm dificuldade de prever os preços – se soubesse que os preços em setembro no MIBEL atingiriam em média 156 €/MWh, consideravelmente mais elevado que os preços médios de julho e agosto, respetivamente 92 €/MWh e 106 €/MWh, a Iberdrola teria conservado a água nessas albufeiras para gerar a energia mais tarde.

Neste quadro, uma crise de abastecimento do gás natural colocará em tensão a produção de energia elétrica e a segurança de abastecimento. Uma vez que um problema de abastecimento no gás em Portugal será muito provavelmente também sentido em Espanha, uma crise de abastecimento de gás natural é suscetível de afetar simultaneamente a capacidade de importação de energia elétrica, uma vez que limita a capacidade do sistema elétrico vizinho em apoiar o sistema português em períodos de carência de fontes de energia no mercado nacional, agravando o problema.

Para gerir o sistema, em situações de crise do lado do gás natural, que afete não só o preço mas também a sua disponibilidade no mercado nacional, será necessária muita e maior flexibilidade do lado da procura – a procura deverá ser mais elástica em relação ao preço – ou do lado da armazenamento de energia hidroelétrica. No mercado dos ajustes de sistema, os desequilíbrios significativos poderão originar valores de transação extremamente elevados para a procura a descer ou para a produção a subir e no limite levar a cortes seletivos a utilizadores.

A questão crítica para o sistema elétrico no futuro será a gestão da flexibilidade da procura e da produção. Os consumidores que sejam flexíveis vão conseguir proteger-se dos aumentos dos custos, mas consumirão menos energia em momentos críticos. Os consumidores em atividades com baixa capacidade de flexibilidade podem pagar muito. A inflexibilidade terá custos económicos e sociais. Determinadas atividades económicas, que sejam incompatíveis com demasiada flexibilidade, poderão ser empurradas para fora do sistema, pelos elevados custos, procurando outras geografias em que os custos da flexibilidade sejam mais baixos. O problema da flexibilidade é também um problema de acessibilidade a um serviço essencial e de pobreza energética. Quem tenha mais flexibilidade, vai pagar menos, mas também vai consumir menos e reduzir o seu bem-estar económico. Pelo contrário, quem fornece flexibilidade ao sistema – produção flexível, armazenamento ou

gestão de procura – será potencialmente muito bem remunerado em períodos críticos, ainda que sendo atividade com risco.

Neste contexto, enquanto o armazenamento em baterias não esteja disponível no sistema elétrico em apoio ao armazenamento hidroelétrico atualmente existente, soluções baseadas em combustíveis fósseis (ou renováveis) e centrais térmicas serão necessárias, devendo determinar-se sobre como financiar a sua presença no mercado.

Essa não foi uma questão enquanto os CAE existiram – o contrato da central de carvão de Sines terminou no segundo semestre de 2017 e o da central a carvão do Pego em novembro de 2021. Também é questionável que o mecanismo de garantia de potência que existiu em Portugal a partir de 2012 (Portaria n.º 251/2012), fixando administrativamente incentivos à disponibilidade para centrais a gás natural e incentivos ao investimento para centrais hidroelétricas tenha efetivamente contribuído para a segurança de abastecimento, antes poderá ter sido uma forma de auxílio de Estado a determinados produtores (a Comissão Europeia colocou dúvidas sobre incentivos administrativos, considerando que os mesmos geravam riscos de sobrecompensação dos beneficiários, manifestando preferência por sistemas em que os incentivos sejam baseados em mecanismos de mercado¹²).

Para futuro, será necessário avaliar como financiar a reserva de *backup* do sistema, em particular para centrais que de outro modo não terão capacidade para se manter disponíveis para produzir, nomeadamente através de contratos a prazo de *backup*, contratados em regime de concorrência, para evitar os riscos verificados no passado com os CAE ou nos sistemas de fixação administrativa do preço da capacidade.

Em alternativa, aceitar um modelo puro de mercado, em que os detentores dessa capacidade decidem se mantêm a capacidade disponível, cria o risco de uma presença inconstante e remunerada com preços voláteis e extraordinariamente elevados em momentos críticos.

Por outro lado, importa também avaliar que fontes de energia serão elegíveis para fornecer *backup* ao sistema: no presente, essas fontes concentram-se numa única fonte fóssil, o gás natural, e no armazenamento hidroelétrico; complementarmente, para esse efeito, os planos do governo perspetivam o desenvolvimento do hidrogénio verde e o armazenamento em baterias (vide o relatório de 2021 da Agência Internacional de Energia de revisão da política

12 Vide “*Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*”, Comissão Europeia, COM(2016) 752 final, 30/11/2016, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en_.pdf

energética portuguesa¹³), porém, essas fontes de *backup* ainda não estão disponíveis e tomarão o seu tempo a serem escaláveis e competitivas para dar um contributo sensível à segurança de abastecimento nacional.

A saída das centrais a carvão cria, no curto e médio prazo, um déficit de fontes de *backup* ao sistema elétrico e expõe-no criticamente a períodos secos ou a crises no gás natural – que poderão acontecer em simultâneo – ainda que as simulações realizadas pelo governo, analisadas pela Agência Internacional de Energia em 2021 na avaliação da política energética nacional¹⁴, demonstrem que o sistema elétrico consegue corresponder aos cenários de procura apenas com as centrais hidroelétricas e a gás natural existentes. Por outro lado, cabe mencionar que o relatório de monitorização da segurança de abastecimento de 2020, publicado pela DGEG¹⁵, revela num dos cenários considerados que “*caso o sistema electroprodutor não evolua mais para além da capacidade atual acrescida da capacidade em construção ou que está previsto iniciar a construção até final de 2020, considerando ainda o descomissionamento da central a carvão de Sines até final de 2020, da central a carvão do Pego até final de 2021 e da central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro até final de 2024, o sistema não será capaz de dar resposta às necessidades de consumo de eletricidade em 2022.*” Significa esta afirmação que se não existir gás natural suficiente para alimentar todas as centrais a gás natural atualmente existentes no inverno de 2022 – i.e., basta uma central que saia do sistema, como no caso da central da Tapada do Outeiro –, o sistema elétrico poderá enfrentar problemas de segurança de abastecimento.

Neste contexto, torna-se necessário avaliar em que medida o sistema elétrico nacional estará preparado para, no curto prazo, em absoluto, prescindir da presença de centrais a carvão em mercado, ainda que se trate de centrais mais poluentes, de arranque lento e pouco flexíveis. Essa avaliação ganha pertinência no quadro da crise no gás natural vivida em 2021 e num momento em que o destino da central a carvão do Pego ainda não está definitivamente encerrado. A grande questão que deve ser avaliada é identificar se a crise do gás natural de 2021 é um evento único ou se, pelo contrário, terá condições para se repetir no futuro e com que graus de severidade.

13 IEA (2021), Portugal 2021, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/portugal-2021>.

14 Idem.

15 Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2021-2040 (RMSA-E 2020), aprovado por despacho do senhor Secretário de Estado Adjunto e da Energia de 30 de dezembro de 2020, comunicado à Comissão Europeia e à ERSE.

6 – CONCLUSÃO

Os modelos económicos que internalizam as externalidades de poluição não preveem como comportamento ótimo o nível zero de poluição. A teoria económica sugere que o nível ótimo de poluição se alcança quando o custo marginal de reduzir a poluição seja igual ao custo marginal da poluição – i.e. o dano ambiental, que é função do nível de emissões do elemento poluidor. Este resultado deve-se à forma da curva de custos de abatimento da poluição – o custo marginal de abater é baixo quando a poluição é alta, mas cresce à medida que se baixa a poluição, podendo crescer exponencialmente quando se aproxima do nível zero de poluição. Uma política de eliminação de capacidade térmica de produção de energia elétrica com baixo nível de utilização pode conduzir a uma situação em que o custo marginal de redução da poluição é superior ao custo ambiental específico, economicamente medido, do nível de emissão que é abatido.

Em geral, tem-se notado na política de redução das emissões de CO₂ um défice de análise económica e uma calibração ineficaz dos instrumentos de intervenção.

Em primeiro lugar, assistimos nos últimos 20 anos a um modelo de maximização da utilização das fontes endógenas de produção renováveis, independentemente do respetivo custo. Em alternativa, se adotássemos um paradigma em que as metas ambientais são alcançadas ao mínimo custo, seria questionável, por exemplo, o interesse de alargar o eólico *offshore* de Viana do Castelo, com tarifas subsidiadas elevadas, enquanto o potencial das alternativas mais baratas se encontrar por explorar, por exemplo, entre outros, no solar fotovoltaico nos edifícios públicos, industriais, do comércio e serviços e residencial, sem necessidade de incentivos financeiramente pesados. Na verdade, a promoção do autoconsumo e a partilha dos seus benefícios com os consumidores finais é também uma forma de promover uma mudança dos consumidores na relação com a energia, no seu empoderamento e no seu envolvimento para a transição energética, fundamental para a adaptação a um paradigma energético essencialmente baseado em renováveis.

Em segundo lugar, um dos instrumentos centrais de política económica para combate às alterações climáticas, nomeadamente o comércio de emissões de CO₂, que visava internalizar na função de custos a decisão de emitir CO₂, apenas recentemente começou a fornecer sinais de preço compatíveis com as externalidades ambientais geradas pelos gases com efeitos de estufa. Em resultado, é apenas relativamente recente a situação em que se começou a dar preferência à utilização de centrais térmicas de ciclo combinado a gás

natural, que emitem aproximadamente 1/3 das emissões poluentes das centrais a carvão por MWh gerado.

Em terceiro lugar, a aposta nas renováveis tem sido vista como uma oportunidade para fazer política industrial, como por exemplo, o concurso eólico de 2007 e o investimento em fábricas de componentes de geradores eólicos, ou mais recentemente e de forma bastante mais ambiciosa, o fomento da produção do hidrogénio verde obtido da eletrólise – o governo prevê um investimento entre 2 GW a 2,5 GW de capacidade em eletrolisadores – que na fase atual e na perspectiva de preços grossistas da energia elétrica voláteis e extremos é de viabilidade económica duvidosa e caso avance provocará potencialmente custos irrecuperáveis muito significativos, com uma capacidade instalada em eletrolisadores ociosa quando os preços grossistas da eletricidade atingirem valores mais elevados (o custo de produção do hidrogénio em eletrolisadores depende do custo da eletricidade utilizada no processo).

As metas setoriais do Plano do Hidrogénio Verde para 2030 preveem que esta fonte venha a representar entre 2 a 5% do consumo de energia na indústria, entre 1 a 5% no transporte rodoviário, entre 3 a 5% no transporte marítimo doméstico, e entre 1,5 a 2% do consumo final de energia. Essas metas são perfeitamente alcançáveis, alternativamente, por via de investimentos em eficiência energética que reduzam os consumos em igual proporção e sem os riscos de custos ociosos que se adivinham no investimento em eletrolisadores.

Por fim, pouca atenção tem sido dada à dimensão comportamental no consumo de energia. Existem experiências de economia comportamental, que implementadas em larga escala, podem contribuir para reduções de consumo com baixos custos de implementação. A intervenção do lado da procura por via de mudanças de hábitos com base em incentivos comportamentais é uma forma de obter os mesmos resultados que alternativamente se obtêm por via de sinais de preço elevados, penalizadores dos orçamentos dos consumidores.

Analisando os desafios atuais do sistema elétrico ocorre comparar com um barco à vela. Tal como um barco à vela, um sistema elétrico baseado em renováveis precisa de um motor auxiliar. Sendo certo que um barco à vela navegará a maior parte do tempo com suporte ao recurso eólico, o barco à vela precisa de um motor auxiliar para situações críticas, para evitar derivas e acidentes, para manter a navegabilidade durante tempestades ou para ir à procura do vento quando se é apanhado numa calmaria. O paradigma para a energia atual encaminha-se perigosamente para um modelo de veleiro com um motor auxiliar sem potência suficiente – uma receita para um naufrágio mais à frente.

Enquanto as baterias e outras formas de *backup* não tiverem escala e competitividade, quanto menor for o *backup* térmico do sistema, maiores serão os custos associados à flexibilidade para manter o sistema elétrico equilibrado, os quais, inevitavelmente, serão passados aos seus utilizadores finais. Quanta flexibilidade os consumidores serão capazes de suportar, será de crucial importância para avaliar o balanço entre a desejada sustentabilidade ambiental e o desenvolvimento económico que se quer promover.