



**FORUM PARA A
COMPETITIVIDADE**

**PERSPECTIVAS EMPRESARIAIS
Nº 15**

3º TRIMESTRE DE 2021

21 DE OUTUBRO DE 2021

ESTE DOCUMENTO TEM O PATROCÍNIO DE:

BBVA



RESUMO EXECUTIVO

- Em relação à pandemia, Portugal tem registado uma estabilidade no número de casos e níveis muito elevados de vacinação, mas aproxima-se a época do ano com maior aumento de casos de doenças respiratórias.
- De acordo com a generalidade das fontes disponíveis, a economia deve acelerar em 2022 face a este ano, podendo crescer acima de 5%, mas, por um lado, esta aceleração é, sobretudo, um sinal do atraso na retoma e, por outro, é possível que as dificuldades mais recentes (nos preços da energia e nos entraves ao fornecimento de componentes) ainda não estejam inteiramente reflectidas nestas previsões.
- Após os valores menos favoráveis de Maio, as exportações de bens têm estado sustentadamente acima dos valores de 2019, com uma nítida aceleração em Agosto.
- A recuperação tem continuado a apresentar carácter dual, mais dinâmica na construção e um pouco menos na indústria, mas com mais dificuldades no comércio, serviços e turismo.
- Nos próximos trimestres, é provável que prossiga uma redução da taxa de desemprego, limitada pela “digestão” do fim das moratórias e também pelas dificuldades que a retoma está a enfrentar.
- A nível internacional, têm surgido problemas, desde logo na China, a “fábrica do mundo”, que têm colocado em causa o abastecimento de componentes ao resto do planeta. Para além disso, a forte subida do preço da energia também tem criado bloqueios e não é inteiramente seguro que este aumento se dissipe de forma tão rápida como actualmente esperado.
- Estamos a viver a primeira crise energética em contexto de descarbonização. O elevado valor do ISP faz-nos ter dos combustíveis mais caros da Europa. Estamos em Portugal no pior de dois mundos: temos cerca de 5500 MW de eólica a preços muito elevados, que não produz ou produz pouco por haver pouco ou nenhum vento nas horas mais críticas, e depois produz em horas em que não necessitamos mas pagamos essa energia excedentária.
- Os consumidores portugueses já pagaram mais de 22 mil milhões de euros de sobrecustos (subsídios) devidos à produção de eletricidade por fontes renováveis. Hoje os preços da eólica desceram 60% e da fotovoltaica vinte vezes, o que mostra o aventureirismo na pressa de as introduzir.
- Precisamos de reforçar as interligações elétricas entre Espanha e a França permitindo integrar a Ibéria no mercado europeu da eletricidade.

ÍNDICE

1. CONJUNTURA NACIONAL	
Pandemia	5
PIB	6
Exportações	7
Agricultura	9
Indústria	10
Construção	12
Comércio	13
Serviços	14
Turismo	15
2. AS EMPRESAS E OS SEUS CUSTOS	
Financiamento	16
Seguros de crédito	18
Trabalho	19
Fiscalidade	20
3. CONJUNTURA INTERNACIONAL	21
4. MERCADOS	
Mercados monetários e cambiais	23
Matérias primas	24
5. A CRISE ENERGÉTICA	26
6. LEGISLAÇÃO	40



- **Novos casos controlados**

1. CONJUNTURA NACIONAL

PANDEMIA

Pedro Braz Teixeira ¹

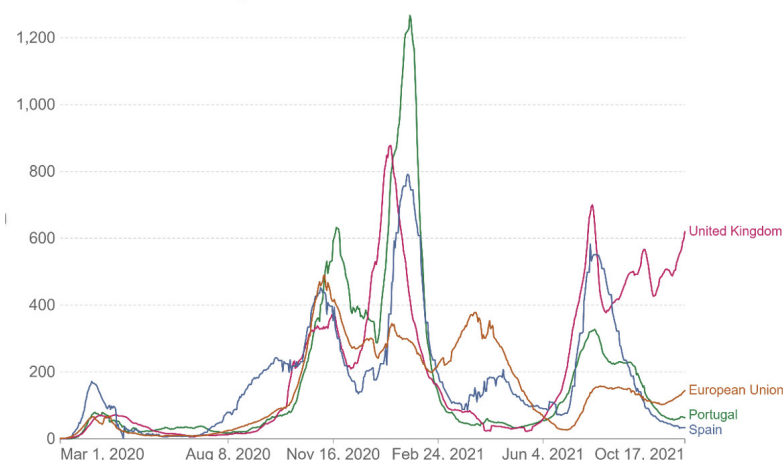
Depois de um Verão atribulado, quer Portugal quer Espanha apresentam agora valores de novos casos claramente inferiores à média europeia, que tem registado um ligeiro aumento nas últimas semanas. O nosso país conta também com os melhores valores em termos de vacinação, mas é necessário lembrar que se aproxima a época do ano com maior aumento de casos de doenças respiratórias, pelo que será necessária uma abordagem prudente e um optimismo temperado.

Novos casos por milhão de habitantes

Daily new confirmed COVID-19 cases per million people

Shown is the rolling 7-day average. The number of confirmed cases is lower than the number of actual cases; the main reason for that is limited testing.

Our World in Data



Source: Johns Hopkins University CSSE COVID-19 Data

CC BY

¹ Director do Gabinete de Estudos do Forum para a Competitividade, responsável pelos textos destas Perspectivas Empresariais, com excepção dos assinalados.



- Economia deve acelerar em 2022

PIB

De acordo com os dados revistos do INE, a economia recuperou 4,5% em cadeia no 2º trimestre, após a queda de 3,3% no 1º trimestre. Apesar disso, manteve-se muito abaixo dos níveis de actividade de 2019 e com um nível de recuperação dos mais atrasados da UE.

De acordo com a generalidade das fontes disponíveis, a economia deve acelerar em 2022 face a este ano, podendo crescer acima de 5%, mas esta previsão deve ser lida com cautela, por dois conjuntos de razões. Em primeiro lugar, esta aceleração é, sobretudo, um sinal do atraso na retoma, que deixou um hiato maior para preencher, e não deve ser confundida com qualquer tipo de dinamismo especial. As economias que vão desacelerar no próximo são aquelas que, ou já completaram a recuperação ou estão mais adiantadas neste processo.

Previsões de crescimento para Portugal

Fonte	Data	2021	2022	2023
OCDE	Mai/21	3,7	4,9	
Comissão Europeia	Jul/21	3,9	5,1	
Conselho das Finanças Públicas	Set/21	4,7	5,1	2,9
Forum para a Competitividade	Out/21	3,5 a 4,5		
Banco de Portugal	Out/21	4,8	5,6	
Ministério das Finanças	Out/21	4,6	5,5	
Católica	Out/21	3,7	4,3	2,0
FMI	Out/21	4,4	5,1	2,5



- Dificuldades mais recentes podem ainda não estar reflectidas nas previsões

- Recuperação sustentada das exportações

Em segundo lugar, tem-se registado, mais recentemente, um agravar, generalizado a nível internacional, de problemas na recuperação devido a uma forte escalada nos preços da energia e dificuldades no abastecimento de componentes à indústria. É certo que se espera que estes entraves sejam temporários, mas também é possível que estes se agravem e prolonguem. Ou seja, estas dificuldades mais recentes podem ainda não estar inteiramente reflectidas nas previsões, que sugerem um relativo optimismo.

EXPORTAÇÕES

Após os valores menos favoráveis de Maio, as exportações de bens têm estado sustentadamente acima dos valores de 2019, com uma nítida aceleração em Agosto (de 3,8% para 14,1%), ainda que este mês seja sazonalmente fraco. No entanto, destaque-se o movimento, em contraciclo, das mercadorias com destino a França e Alemanha. As importações, que estavam com uma recuperação muito mais tímida, ultrapassaram claramente os valores de há dois anos, em parte devido aos combustíveis, cujo aumento de preço se estará a fazer sentir, com agravamento provável no resto do ano.



Comércio externo, taxa de variação homóloga

Indicador	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago
Exportações – total	-10,3	2,4	29,4	82,3	54,5	21,4	11,4	16,6
(tv19)			12,4	6,7	-5,3	8,5	3,8	14,1
Espanha	-4,6	4,9	31,6	107,1	78,1	25,5	10,9	19,7
França	-5,8	1,6	41,4	106,9	36,6	9,0	2,0	-0,3
Alemanha	-11,2	-5,1	23,6	84,1	30,7	10,9	8,5	-4,8
Reino Unido	-13,5	-15,3	25,5	79,2	49,8	14,4	20,9	17,7
EUA	-18,8	-1,5	21,0	70,2	97,4	33,5	28,2	77,8
Itália	-1,9	5,1	30,8	104,8	50,4	13,3	29,3	25,0
Países Baixos	-14,3	18,0	28,5	60,1	62,1	22,9	30,8	18,9
Bélgica	-6,2	-19,1	56,7	103,1	70,4	45,3	13,2	34,0
Angola	-36,0	-4,2	4,9	3,6	-5,3	28,8	18,1	19,9
Polónia	5,5	5,3	26,0	106,3	38,5	20,4	26,7	28,2
Importações – total	-17,6	-11,3	13,0	66,6	55,3	30,4	21,2	21,9
(tv19)			2,1	-0,6	-6,7	1,7	-2,2	12,3
(tv19-sem combustíveis)			1,6	1,0	-5,9	4,8	-2,0	7,7

Fonte: INE.



- Aumento da produtividade dos pomares

AGRICULTURA

“As previsões agrícolas, em 31 de julho, apontam para um aumento da produtividade dos pomares. Nas pomóideas, destaque para os aumentos na maçã (+15%) e na pera (+40%), recuperando para níveis de produtividade acima da média dos últimos cinco anos. De referir que, atendendo às temperaturas amenas e à baixa radiação nas principais regiões produtoras, os frutos estão a apresentar um teor de açúcar inferior ao normal. Nas prunóideas prevê-se para o pêssigo um aumento de 20% no rendimento unitário, face à campanha anterior. Na amêndoa, e beneficiando da entrada em plena produção dos novos pomares, a produtividade também deverá subir 20%, para mais de 0,7 toneladas por hectare, nível mais elevado das últimas duas décadas. Quanto às vinhas, estima-se uma produtividade na uva para vinho semelhante à alcançada na vindima anterior e um aumento de 5% na uva de mesa.

“Nas culturas de primavera, prevê-se a manutenção da área de milho para grão, apesar do aumento do preço desta commodity nos mercados internacionais. A colheita do tomate para a indústria começou na última semana de julho e as primeiras indicações apontam para produtividades historicamente elevadas (acima das 98 toneladas por hectare). No arroz, continuam as dificuldades no controlo das infestantes, com impacto no rendimento unitário previsivelmente alcançado (5,4 toneladas por hectare, -4% face à média do último quinquénio). A batata de regadio deverá reduzir a produtividade em 5%, face à campanha anterior.

“Quanto aos cereais de inverno, com as colheitas bastante avançadas, os cenários são de



- Recobro parcial em Setembro

diminuição generalizada na produção, essencialmente devido aos reduzidos teores de humidade do solo na fase de enchimento do grão. Esperam-se reduções de produção de 15% no trigo duro, triticale e aveia, de 10% no trigo mole e cevada e de 5% no centeio.”²

INDÚSTRIA

Na indústria, após a recuperação da procura até Junho, houve uma forte quebra em Julho e Agosto, seguindo-se um recobro muito parcial em Setembro. O indicador de confiança aumentou nos Bens de Consumo e Bens Intermédios, tendo diminuído nos Bens de Investimento.

Nos gráficos, optámos por não usar médias móveis para os valores de 2020 e 2021, para evidenciar a evolução de cada mês.

² https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_destaques&DESTAQUESdest_boui=473163154&DESTAQUESTema=55505&DESTAQUESmodo=2



Perspectivas de produção



Fonte: INE, Inquérito Qualitativo de Conjuntura à Indústria Transformadora, médias móveis de 3 meses em relação aos valores corrigidos de sazonalidade.

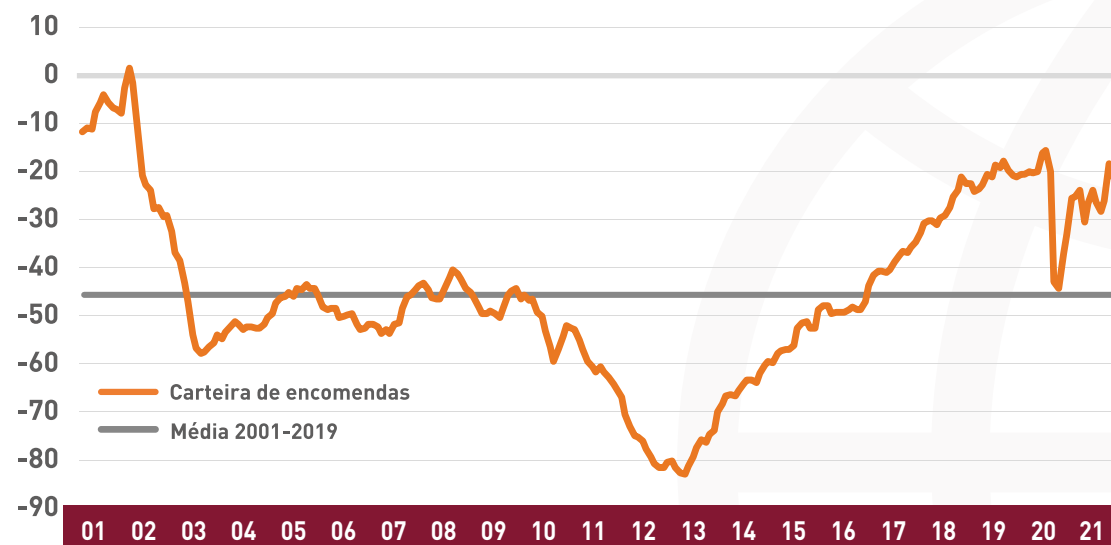


- Carteira de encomendas superou finalmente o melhor valor anterior à pandemia

CONSTRUÇÃO

Na construção, tem-se vivido uma recuperação, ainda que não linear. Em Setembro, a carteira de encomendas superou finalmente o melhor valor anterior à pandemia, registado em Fevereiro de 2020, ele próprio um máximo desde 2002.

Carteira de encomendas



Fonte: INE, Inquérito Qualitativo de Conjuntura à Construção e Obras Públicas, médias móveis de 3 meses.

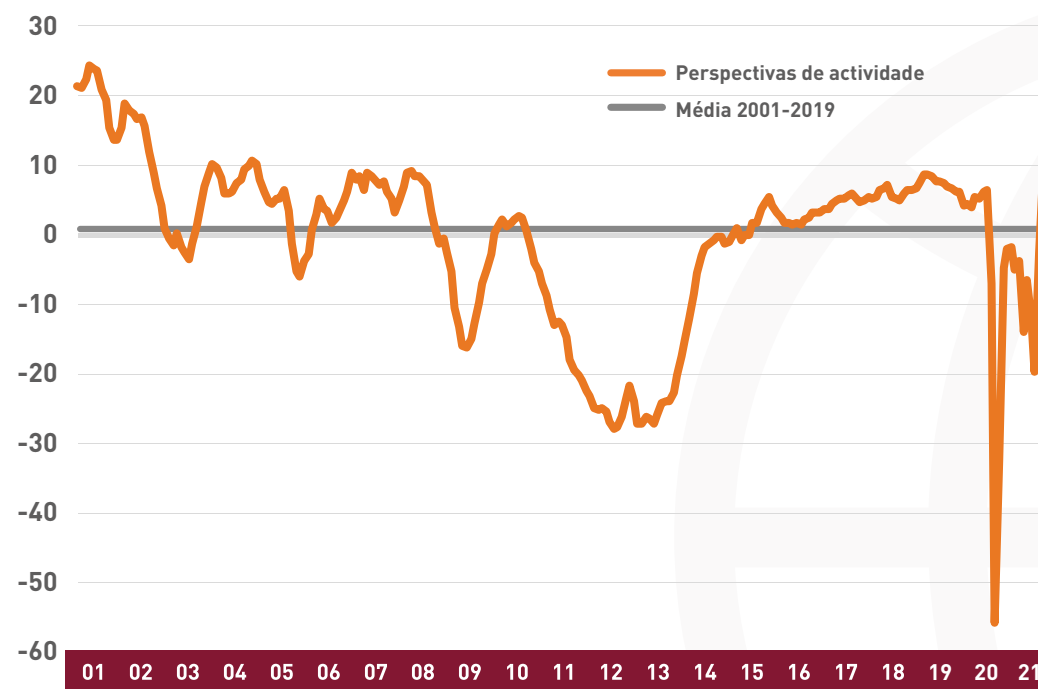


- Forte queda no 3º trimestre

COMÉRCIO

No comércio, as perspectivas de actividade caíram muito no 3º trimestre, apresentado poucos sinais de recuperação nesses meses, interrompendo a retoma precedente.

Perspectivas de actividade



Fonte: INE, Inquérito Qualitativo de Conjuntura ao Comércio, médias móveis de 3 meses.

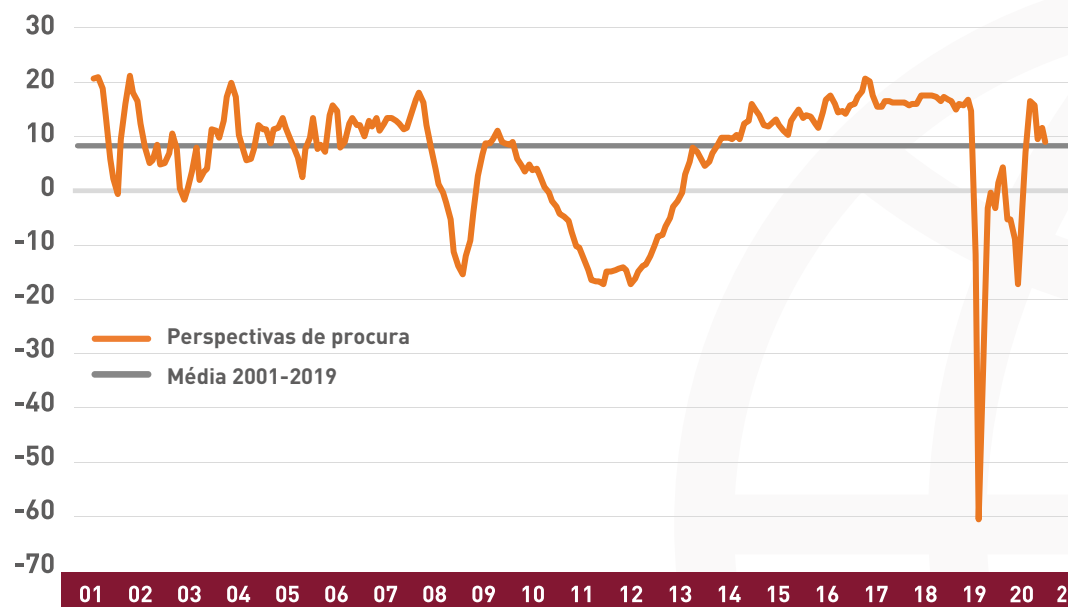


- Nos serviços, o 3º trimestre foi instável

SERVIÇOS

Nos serviços, as perspectivas de procura tiveram um 3º trimestre instável e pior do que o trimestre anterior, registando novo abrandamento em Setembro.

Perspectivas de procura



Fonte: INE, Inquérito Qualitativo de Conjuntura aos Serviços, médias móveis de 3 meses.

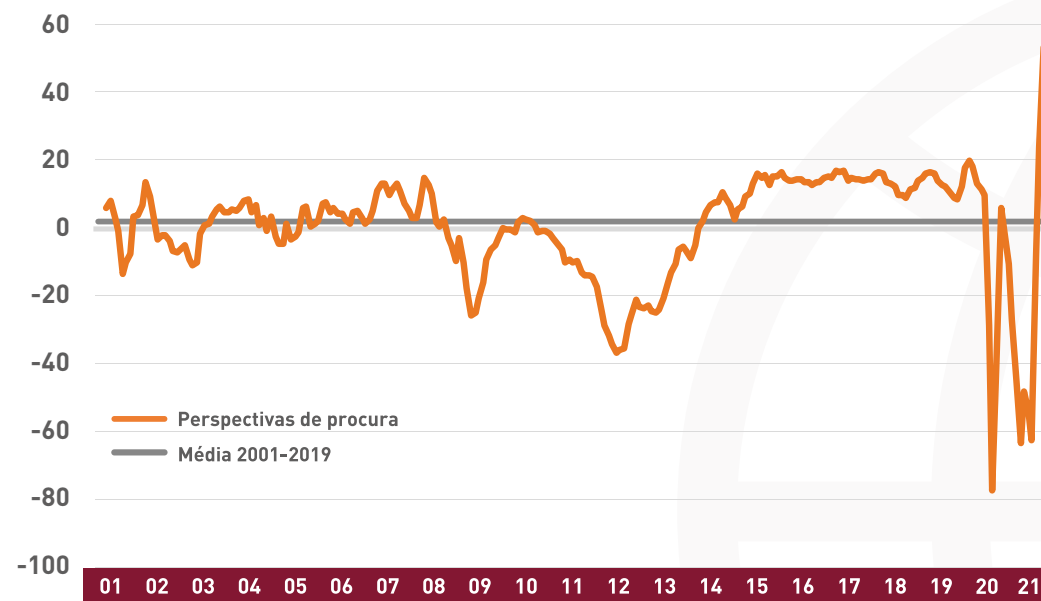


**- Forte quebra das
perspectivas de procura
no 3º trimestre**

TURISMO

Após a euforia do sentimento no 2º trimestre, no 3º trimestre registou-se uma forte e consecutiva quebra das perspectivas de procura.

Alojamento, Restauração e Similares. Perspectivas de procura



Fonte: INE, Inquérito Qualitativo de Conjuntura aos Serviços, médias móveis de 3 meses.

Para os próximos meses, para além do menor dinamismo da procura externa, é de salientar a forte subida do preço dos combustíveis, que deve limitar a recuperação do transporte aéreo.



2. AS EMPRESAS E OS SEUS CUSTOS

FINANCIAMENTO

CGD



- Endividamento e Desalavancagem das empresas

O rácio de endividamento das empresas portuguesas estabilizou em torno de 130% desde o início da pandemia de COVID-19. No segundo trimestre deste ano fixou-se em 129.3% do PIB, uma diminuição de 1.9 p.p. face ao mesmo período de 2020. A parcela principal da dívida corresponde a empréstimos, embora com um peso relativo decrescente (cerca de 80% do total). A dívida restante encontra-se representada sob a forma de títulos, por um lado, e de créditos comerciais e adiantamentos, por outro. Todos os segmentos registaram uma redução do nível de endividamento em proporção do PIB na primeira metade de 2021, sobretudo as microempresas e PME, visto as grandes empresas beneficiarem de maior facilidade em aceder a fontes alternativas de financiamento.

O volume total de endividamento das empresas privadas atingiu €269 493 milhões em julho de 2021, o que representou um crescimento junto do exterior e do setor financeiro de €900 e €600 milhões, respetivamente, cerca de 1.8% acima do período homólogo de 2020. As empresas do comércio e das indústrias eram as que mais contribuíam para o endividamento global, representando 17.6% e 17.1% do total. Seguiram-se as empresas dos setores das atividades imobiliárias (11.7%) e da eletricidade, gás e água (10.2%).



- Empréstimos bancários às empresas

O crédito bancário concedido às empresas apresentou um aumento de cerca de €2.5 mil milhões desde o início do ano até julho de 2021 (€5 mil milhões em termos homólogos). Em 2021, os setores que mais têm contribuído para este incremento têm sido os da indústria transformadora (€1200 milhões), de alojamento, restauração e similares (€918 milhões) e de comércio e retalho (€440 milhões). Destaque para a tendência de redução do stock de crédito à construção (-€414 milhões), o setor menos afetado pela pandemia. As taxas de juro dos novos empréstimos às empresas permanecem estáveis em torno dos 2.0% desde o ano passado.

Em julho de 2021, o montante de moratórias (públicas ou privadas), na atividade doméstica das instituições aderentes a este regime, ascendia a €36.8 mil milhões. Deste valor, aproximadamente 50% era relativo a pequenas e médias empresas (51.0%). No segmento de alojamento e restauração verifica-se o maior recurso a esta possibilidade de diferimento (55.3% do total de empréstimos).

- Investimento direto nas empresas em Portugal

No primeiro semestre de 2021, as transações relacionadas com investimento direto em empresas em Portugal foram de €1818.3 milhões, o que compara favoravelmente com os €411.1 milhões observados no período homólogo. Contudo, em 2019, o valor rondou os €5 mil milhões.



- COSEC lança solução de seguro de créditos exclusiva para grandes empresas

SEGUROS DE CRÉDITO

COSEC

A COSEC – Companhia de Seguro de Créditos lançou o COSEC – Euler Hermes World Program, um programa dirigido a grandes empresas com atividade em duas ou mais geografias e que permite contratar, de forma centralizada e à escala global, os seguros de créditos para todas as unidades do Grupo, incluindo as unidades internacionais, mas garantindo uma gestão de risco próxima e descentralizada ao nível dos diversos países.

Este programa protege os negócios globais dos riscos decorrentes da insolvência de uma carteira de clientes, atraso nos pagamentos de créditos comerciais ou de situações de risco político. Este último inclui proteção em situações de guerra, conflitos, restrições à exportação/importação, restrições de transferência e conversão de moeda e, ainda, restrições impostas por decisões governamentais. Assim, os Segurados beneficiam de uma elevada capacidade de cobertura destes riscos e de proteção de fluxo de caixa nos países onde estão presentes.

“Este programa revela-se de grande interesse para as grandes empresas portuguesas com presença internacional, em particular no atual contexto de incerteza e ainda tendo em atenção as diferentes realidades económicas das várias geografias. A COSEC já iniciou o processo de apresentação do COSEC – Euler Hermes World Program junto das empresas cujas características permitem o acesso a esta solução”, afirma Maria Celeste Hagatong, Presidente do Conselho de Administração da COSEC.

O COSEC – Euler Hermes World Program tem a capacidade de se adaptar às mais diferentes estratégias de crescimento dos negócios das grandes empresas, apoiando-as na escolha dos melhores parceiros comerciais, uma vez que assegura o acesso a informação com recurso a ferramentas digitais que permitem uma análise sempre



**- Desemprego com queda
lenta**

atualizada das diferentes economias e dos mercados em tempo real, bem como um apoio por parte de especialistas, com anos de experiência em diferentes ciclos económicos, na avaliação e gestão do risco. O programa permite ainda a atuação imediata em situações de sinistro através das mais variadas diligências locais de cobrança e recuperação dos créditos.

TRABALHO

Pedro Braz Teixeira

No 2º trimestre de 2021, o desemprego voltou a diminuir, de 7,1% para 6,7%, auxiliado pela retoma em curso. Ao contrário do que tinha sido temido, foi possível conter o aumento do número de desempregados, ainda que a recuperação mantenha um carácter dual, com sectores já com níveis de produção acima dos verificados em 2019, enquanto outros estão ainda muito longe de atingirem esses patamares. O fim das moratórias bancárias processou-se de uma forma muito mais suave do que o receado, ainda que possam decorrer ainda falências e desemprego, a um ritmo relativamente moderado, de alguma forma absorvido pela criação de emprego noutras empresas e sectores.

Previsões de taxa de desemprego

Fonte	Data	2021	2022	2023
Comissão Europeia	Mai/21	6,8	6,5	
OCDE	Mai/21	7,4	7,0	
Conselho das Finanças Públicas	Set/21	7,3	6,9	6,5
Banco de Portugal	Out/21	6,8		
Forum para a Competitividade	Out/21	6,5 a 7		
Ministério das Finanças	Out/21	6,8	6,5	
Católica	Out/21	6,7		
FMI	Out/21	6,9	6,7	6,3



- IVA nas Transações Intracomunitárias

Nos próximos trimestres, é provável que prossiga uma redução da taxa de desemprego, limitada pelo efeito referido e também pelas dificuldades que a retoma está a enfrentar, quer em termos do preço da energia quer das dificuldades de abastecimento de componentes na indústria.

FISCALIDADE

TELLES

[Portaria n.º 157/2021](#), de 22 de julho: altera a declaração recapitulativa a que se referem a alínea i) do n.º 1 do artigo 29.º do Código do IVA e a alínea c) do n.º 1 do artigo 30.º do Regime do IVA nas Transações Intracomunitárias, bem como as respetivas instruções de preenchimento, prevendo o registo, por contabilistas certificados, do facto determinante de uma situação de justo impedimento de curta duração;

[Portaria n.º 158/2021](#), de 22 de julho: altera a declaração do pedido de autorização prévia no procedimento de regularização previsto nos artigos 78.º-B e 78.º-C do Código do IVA, bem como as respetivas instruções de preenchimento, prevendo o registo, por contabilistas certificados, do facto determinante de uma situação de justo impedimento de curta duração;

[Despacho do SEAAF n.º 260/2021-XXII](#), de 27 de julho: reajustamento do Calendário Fiscal para o 2º semestre de 2021 – Declarações Periódicas de IVA e faturas em PDF;

[Despacho do SEAAF n.º 275/2021-XXII](#), de 11 de agosto: diferimento das obrigações tributárias em sede de IEC's;



[Ofício-Circulado n.º 20235/2021](#), de 23 de setembro: esclarecimentos relativos ao prazo geral de entrega da Modelo 3 do ano de 2020 e a obrigação prevista na alínea o) do n.º 3 do artigo 59.º da LGT;

[Ofício-Circulado n.º 60357/2021](#), de 23 de setembro: esclarecimentos relativos à relação entre a obrigação de entrega da declaração modelo 3 do ano de 2020 e a dispensa de coima regulada no artigo 32.º do Regime Geral das Infrações Tributárias (RGIT);

[Despacho do SEAAF n.º 315/2021-XXII](#), de 28 de setembro: possibilidade de regularização extraordinária de planos de flexibilização pendentes: IVA de Junho e 2.º trimestre de 2021;

3. CONJUNTURA INTERNACIONAL

Pedro Braz Teixeira

- Preços da energia e dificuldades nas componentes travam retoma

A retoma da pandemia estava a enfrentar algumas dificuldades, que se agravaram nos últimos meses: registou-se uma escalada nos preços da energia e tem havido uma falta persistente de componentes na indústria. A subida do preço do gás natural tem um impacto directo sobre o preço da electricidade, o que tem provocado um forte impacto em algumas actividades. Para além disso, começam a registar-se também efeitos, que se podem agravar, ao nível dos consumidores, constituindo um travão suplementar à recuperação.

As dificuldades de abastecimento energético na China, a par dos problemas deste país no imobiliário, estarão a bloquear a produção de componentes essenciais ao resto do mundo, podendo constituir uma fonte persistente de problemas.



- China poderá ser a grande surpresa

Previsões de crescimento

País	Média 1998-2007	2019	2020	2021	2022	2023
África do Sul	3,7	0,2	-6,7	4,4	2,3	1,4
Alemanha	1,7	0,6	-4,8	3,4	4,5	1,6
Angola	10,3	-0,6	-5,4	-0,7	2,4	3,3
Argélia	4,3	0,8	-4,9	3,4	1,9	1,7
Austrália	3,5	0,0	-2,4	4,3	3,8	2,6
Áustria	2,6	1,4	-6,4	3,6	4,3	2,1
Bélgica	2,4	1,7	-6,3	5,3	3,4	1,8
Brasil	3,0	1,3	-4,1	4,5	2,0	2,0
Canadá	3,2	1,6	-4,9	5,4	3,6	2,3
China	9,9	6,0	2,3	8,3	5,7	5,3
Colômbia	3,1	3,3	-6,8	7,6	3,7	3,3
Coreia do Sul	4,8	2,4	-2,9	4,1	3,1	2,8
Dinamarca	2,0	2,8	-2,4	3,3	3,0	1,9
Espanha	3,9	2,0	-10,8	5,8	6,3	2,6
Estados Unidos	3,0	2,2	-3,4	6,4	4,4	2,2
França	2,4	1,5	-8,1	6,0	3,9	1,8
Índia	7,1	4,1	-7,5	9,7	8,4	6,6
Itália	1,5	0,3	-8,9	5,1	4,3	1,6
Japão	1,0	0,5	-4,6	2,5	2,6	1,4
Marrocos	4,6	2,5	-6,3	5,7	3,1	3,7
México	3,3	-0,2	-8,3	5,6	3,6	2,2
Moçambique	8,3	2,3	-1,2	2,5	5,3	12,6
Países Baixos	2,8	1,7	-3,8	3,2	3,4	2,1
Polónia	4,2	4,5	-2,7	4,5	5,0	3,5
Reino Unido	2,9	1,3	-9,8	6,3	5,3	1,9
Rússia	5,8	1,6	-2,8	4,1	2,9	2,0
Suécia	3,5	1,4	-2,9	4,2	3,5	2,8
Suíça	2,4	1,1	-2,7	3,2	2,8	1,4
Taiwan	5,0	3,0	3,1	5,9	3,3	2,6
Turquia	4,2	0,9	1,8	7,3	3,3	3,3
Zona Euro	2,4	1,3	-6,5	4,7	4,4	2,0
PORTUGAL	1,8	2,3	-8,4	4,0	5,0	2,5

Fonte: FMI (Out-21),
Comissão Europeia (Mai
e Jul-21), OCDE (Mai-21).
Média ponderada das
previsões.



- Taxa Euribor permanece em valores próximo dos mínimos

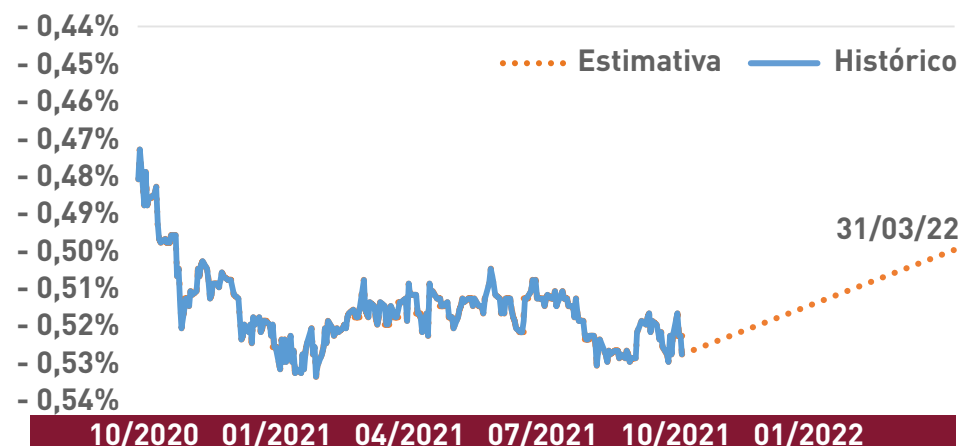
4. MERCADOS

CDG

MERCADOS MONETÁRIOS E CAMBIAIS

Depois de ter atingido valores mínimos históricos em janeiro de 2021, a taxa Euribor a 6 meses registou uma ligeira subida, mas ainda assim permanece em valores ligeiramente abaixo da taxa de juro associada à facilidade permanente da aplicação de fundos por parte do sistema financeiro junto do BCE (-0.5%). Na última reunião para analisar a política monetária foi mais uma vez salientado pelo BCE que espera que as taxas de juro diretoras se mantenham nos níveis atuais até observar que a taxa de inflação se situe de forma consistente nos 2% no médio prazo. Tal poderá significar que durante um período transitório o BCE aceita que a taxa de inflação poderá situar-se moderadamente acima do objetivo sem que proceda a alterações nas suas taxas diretoras. Ainda assim estima-se uma ligeira subida nas taxas Euribor.

Euribor a 6 meses





- Preços de petróleo permanecem em níveis elevados

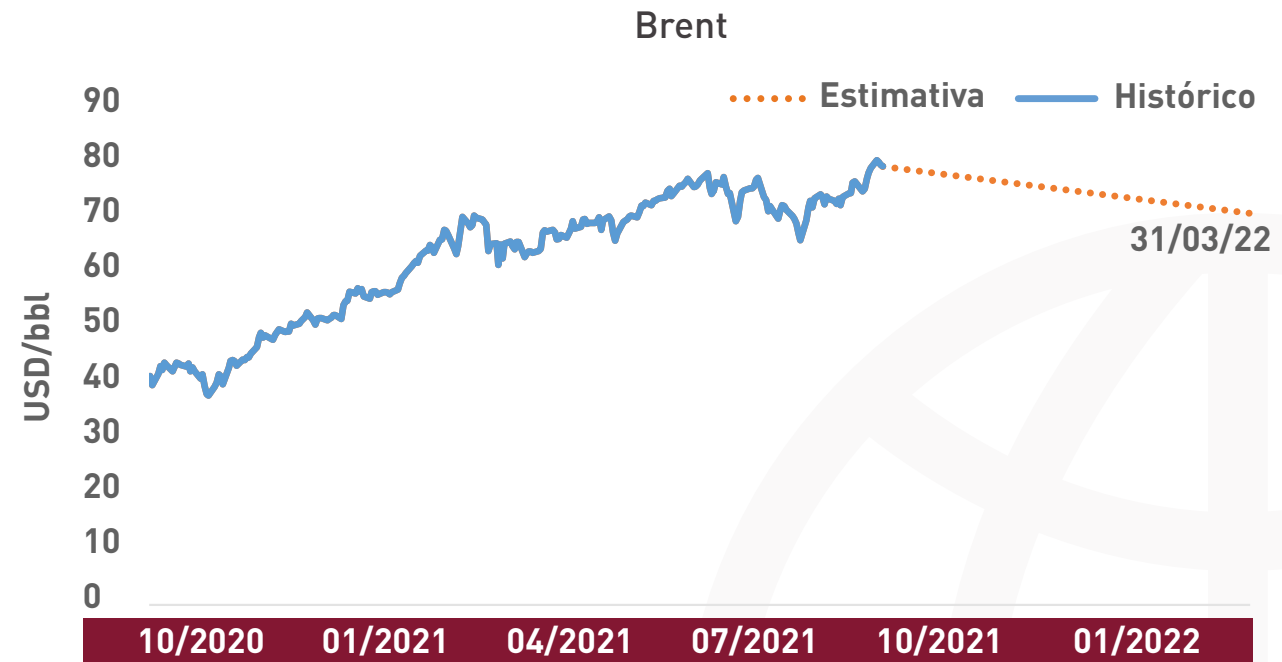
Desde o início do ano o Dólar norte-americano registou uma valorização de cerca de 5% em relação ao Euro, passando de 1.22 para 1.16, o que permitiu corrigir a descida registada pela moeda norte-americana no último trimestre de 2020. As expectativas positivas para o comportamento da economia norte-americana no corrente ano e a possibilidade da Reserva Federal iniciar o processo de normalização da política monetária antes do BCE, poderão funcionar como catalisadores da moeda norte-americana, mas numa amplitude não muito significativa.

MATÉRIAS PRIMAS

O desenrolar do processo de vacinação a nível mundial, nomeadamente nos países mais desenvolvidos, contra o COVID-19 tem trazido mais otimismo nas projeções de consumo energético para os próximos meses. O preço do crude tem vindo a aumentar desde o início do ano, beneficiando do incremento da procura de combustível na sequência do alívio das medidas de confinamento, mas também da resposta da OPEC+ à dinâmica do mercado. Os principais produtores de petróleo decidiram fazer retornar ao mercado a produção que havia sido retirada meses antes, mas de uma forma gradual e, na opinião de muitos, mais lenta do que seria de esperar dada a atual e esperada retoma da procura. Isto poderá significar um possível défice da oferta nos próximos trimestres, originando um aumento de preços.



Preço do petróleo (Brent)





- Pensaram alguns que as energias renováveis substituíam facilmente e sem stress as velhas energias fósseis

5. A CRISE ENERGÉTICA

Luís Mira Amaral³

1. A CRISE ENERGÉTICA: A PRIMEIRA CRISE EM CONTEXTO DE DESCARBONIZAÇÃO

Estamos na primeira crise energética que o mundo atravessa em contexto de descarbonização, em que se tinha começado a desinvestir nas energias fósseis – petróleo, carvão e gás natural – quer em termos de produção quer em termos de infraestruturas de armazenamento e transporte, pensando alguns que as energias renováveis, como a eólica, a solar e até o hidrogénio eletrolítico, o chamado hidrogénio verde, substituíam facilmente e sem stress as velhas energias fósseis. Começou-se agora finalmente a perceber que essas renováveis são intermitentes -coisa que o poderoso lobi instalado em Portugal sempre tentou escamotear - e que afinal de contas o mundo ainda vai continuar a precisar dessas energias fósseis quer para satisfação dos consumos quer para backup operacional às renováveis nas situações em que não haja vento ou sol.

Para perceber o gás natural é preciso ter em atenção que ele tem dois tipos de mercados: os mercados regionais em que há um pipeline ligando um produtor a consumidores, como acontece entre a Rússia e a Europa, a Noruega e a Europa, a Argélia e a Itália e a Argélia e a Península Ibérica. Nestes casos, o preço do gás natural está indexado ao preço do petróleo; o mercado global do gás natural liquefeito (GNL) em que o gás é transportado através de navios que o levam dos produtores com terminais exportadores de GNL para importadores/consumidores com terminais de importação. Aqui, começa a haver um funcionamento de mercado semelhante ao do petróleo, com um jogo entre a oferta e a procura globais, levando a preços spot para as transações de curto-prazo.

³ Engenheiro Eletrotécnico (IST), Economista (MSc NOVASBE) e Presidente do Conselho Consultivo do FpC.



- Portugal está nos dois tipos de mercados de gás natural

- A Europa no GNL também sofreu a concorrência no lado da procura dos consumidores asiáticos

Portugal, graças à estratégia mista que desenhámos para a introdução do gás natural em Portugal está nos dois tipos de mercados: através do gasoduto Magrebe-Europa está associado a Espanha comprando na Argélia; através do terminal de Sines pode importar GNL de outras zonas do globo, diversificando em relação à Argélia.

A revolução energética americana com o gás e petróleo de xisto (shale) veio a tornar os EUA um significativo player à escala global nos mercados petrolífero e do GNL.

Um inverno agreste tinha diminuído as reservas de gás natural na Europa e a retoma económica muito forte pós-covid veio aumentar drasticamente a procura por gás natural para uso doméstico, industrial e de produção de eletricidade num contexto em que a falta de vento em muitas geografias, designadamente no Reino Unido, não permitiu à energia eólica responder ao aumento da procura da eletricidade e em que houve restrições do lado da oferta quer da Rússia quer da Noruega, através dos pipelines que abastecem a Europa.

Por outro lado, a Europa no GNL também sofreu a concorrência no lado da procura dos consumidores asiáticos, designadamente da China, Japão e Coreia do Sul. A tremenda escassez de gás natural na China dando origem a dramáticos cortes de abastecimento à indústria (pondo em causa a estrutura industrial chinesa) e até às populações levou o governo chinês a duas medidas: voltar em força ao carvão, onde estavam em parte a desinvestir por razões de descarbonização, e ordenar às empresas públicas que comprassem o GNL a qualquer preço o que levou o GNL a preços impensáveis há uns meses atrás, atingindo os 100 €/MWh. A Ásia até tinha contratos de GNL de médio-longo prazo no GNL mas a procura foi tão forte que implicou o recurso ao mercado spot para se aprovisionar de GNL, o que levou a tremendas pressões sobre os preços, atingindo em cheio o aprovisionamento europeu de GNL, num contexto em que a Europa sofria as restrições já referidas das ofertas russa e norueguesa e em que o



- Há uma nota de optimismo no gás natural pois os mercados de futuros apontam para uma significativa redução dos preços no futuro próximo

- O elevado valor do ISP faz-nos ter dos combustíveis mais caros da Europa

shale americano não chegava para a procura da Europa e da Ásia, tendo até os EUA também começado a restringir a sua oferta por razões de constituição de stocks para satisfazer prudentemente o consumo americano.

Na China e na Europa, designadamente no Reino Unido, começaram a haver cortes de produção em setores industriais consumidores de gás natural.

Tudo isto tem levado a uma escalada impensável há alguns meses atrás do preço do gás natural, ao regresso em força do mal amado carvão, e à opinião pública ocidental começar a perceber que afinal poderá ter que sofrer o racionamento energético, quando no início desta revolução das renováveis lhe era prometida energia abundante a baixo preço!

Em todo o caso há uma nota de optimismo no gás natural pois os mercados de futuros, onde se definem os preços para os próximos meses, apontam para uma significativa redução dos preços no futuro próximo, mais acentuada a partir do segundo trimestre do próximo ano, o que levaria a uma quase estabilização da situação a níveis próximos dos preços antes desta crise.

O petróleo que tinha tido em 2014 uma descida impressionante dos preços devido ao choque positivo sobre a oferta na sequência da revolução americana de shale voltou também a subir de preço devido ao aumento da procura ligada à recuperação económica em curso mas está ainda longe dos preços praticados até 2014. O governo PS beneficiou em 2015 dessa descida dos preços do petróleo e decidiu aumentar substancialmente o valor do ISP por forma a não passar para os combustíveis essa descida dos preços do petróleo, prometendo que quando os preços do petróleo subissem desceria o ISP para que os preços dos combustíveis não subissem. Não cumpriu a promessa e por isso os consumidores portugueses têm neste momento um preço dos combustíveis bem superior ao do tempo da Troika nos governos PSD-CDS, quando neste momento o



- Temos também assistido com enorme preocupação à escalada do aumento dos preços da energia elétrica nos mercados grossistas europeus
- Estamos em Portugal no pior de dois mundos

preço do petróleo ainda é inferior ao que existia nessa altura! E agora numa manobra de diversão culpa as margens dos comercializadores quando o verdadeiro motivo é o elevado valor do ISP que nos faz ter dos combustíveis mais caros da Europa e com preços bem superiores aos espanhóis. Assim, a crise energética não é a culpada do elevado preço dos combustíveis em Portugal, sendo os consumidores vítimas da fortíssima austeridade indirecta imposta pelo governo PS através dos impostos ao consumo, designadamente o ISP.

2. OS PREÇOS DA ELETRICIDADE

Temos também assistido com enorme preocupação à escalada do aumento dos preços da energia elétrica nos mercados grossistas europeus, designadamente no Mercado Ibérico da Eletricidade. No mês de Maio e em termos de média mensal, Itália e o Mibel-Portugal+Espanha apareciam com os valores mais altos. Os países nórdicos tinham mais hidroeletricidade nessa altura (efeitos do degelo) e apresentavam médias mais baixas. Na França fez-se sentir o peso da energia nuclear, o que levou a menor recurso às centrais térmicas a carvão e gás natural.

No Mibel, e também em Itália, o vento falha em horas críticas do diagrama de carga, não produzindo as renováveis intermitentes o suficiente para equilibrar a produção com o consumo. Estamos assim em Portugal no pior de dois mundos: temos cerca de 5500 MW de eólica a preços muito elevados que vamos ter de pagar até 2032, que não produz ou produz pouco por haver pouco ou nenhum vento nas horas mais críticas, e depois produz em horas em que não necessitamos mas pagamos essa energia excedentária em relação aos nossos consumos (energia sobrança) nos Custos de Interesse Económico Geral! E porque é que se tem de chamar a atenção para o facto de nas horas de maior consumo haver pouco vento? Porque temos uma brutal capacidade instalada, os tais



- A solução não é meter mais eólica, mas sim o investimento na nova solar

5500 MW de potência eólica correspondente a investimentos à volta de 5500 milhões de euros que é pouco utilizada nessas horas. Percebe-se então facilmente o tremendo erro económico de ter investido nessa capacidade, não conseguindo transformar essa enorme potência em energia produzida! Isto acontece porque na nossa plataforma continental o vento sopra em contraciclo aos consumos e as eólicas só trabalham 25 a 30% das horas disponíveis, muito pouco para máquinas de capital intensivo. Imagine o leitor que tem um automóvel de grande potência mas que depois não tem combustível (energia) para o pôr a funcionar. É o que acontece com a elevada potência instalada no nosso parque eólico! Atendendo às características da nossa rede e ao facto de nas horas de vazio não se exceder os 4000 MW de potencia de consumo, não devíamos ter ultrapassado os 2500 MW de potência eólica instalada. De notar que tendo em Portugal uma capacidade instalada de centrais hidroelétricas de fio de água da ordem dos 2000 MW, quando há vento e há água, teremos facilmente nas horas de vazio cerca 7500 MW de potência instalada (eólica mais hídrica) claramente excedentária em relação às potencias de consumo nessas horas. Por isso, é que no plano de barragens lançado no governo Sócrates, as novas barragens não se destinavam a produzir energia mas serviam para instalar nelas centrais de bombagem, funcionando como acumuladores da energia sobranete do excesso eólico em relação aos nossos consumos!

Assim, a solução não é meter mais eólica, que terá sempre esse problema de pouco vento nas horas críticas, mas sim o investimento na nova solar que produz nessas horas. A energia solar, no caso em apreço o investimento em painéis fotovoltaicos que se está fazer neste momento em Portugal, tem a vantagem de trabalhar durante o dia nas horas mais críticas do diagrama de cargas, substituindo então a produção térmica das centrais a gás natural e isso reduzirá a dependência nessas horas das centrais a gás natural. Mas convinha na energia solar não cometer excessos, como se explica mais adiante. Também se deveria contar com centrais de biomassa, o parente pobre e



- Necessidade de utilização de centrais térmicas para fazer o equilíbrio entre a oferta e a procura

- Preparamo-nos agora para fechar também a central a carvão do Pego, o que poderá levar a problemas de segurança de abastecimento

esquecido da política de apoio às renováveis intermitentes, porque essas centrais podem trabalhar às horas que queremos (são despacháveis) e trabalhando com resíduos das florestas, tinham óbvias externalidades positivas por reduzirem a massa combustível e logo o risco de incêndio nas florestas.

A situação actual leva então à necessidade de utilização de centrais térmicas para fazer o equilíbrio entre a oferta e a procura, funcionando então tais centrais como central marginal (a última a entrar para fechar o equilíbrio da oferta com a procura), ditando então o preço de fecho do mercado grossista. Esse preço é então influenciado não só pelo aumento do preço do gás natural mas também pela escalada do preço da tonelada de CO2 emitido, que passou em pouco tempo de 8€ para mais de 55€! Este incremento decorre, também, de movimentos especulativos nos mercados financeiros, sendo o CO2 cada vez mais uma commodity. Há pouco tempo previa-se para Janeiro de 2022 um preço do gás natural à volta de 60€/MWh e agora ele está a atingir os 100€/MWh!

Um exemplo muito simples ilustra o que se está a passar. A central a gás natural da Tapada do Outeiro tem um rendimento termodinâmico à volta dos 50% e uma emissão de CO2 de cerca de 0.4 toneladas/MWh. Para um preço de GN de 100€/MWh e um custo de 55€/tonelada de CO2, o custo variável de produção dessa central será em termos simples: $100/0.5 + 0.4 \times 55 \text{€/MWh} = 222 \text{€/MWh}$, em que a primeira parcela está ligada aos custos do GN e a segunda aos custos do CO2 emitido. Será então dessa ordem de grandeza o preço no mercado grossista nessa hora em que a central marginal seja uma central a gás natural com esses custos variáveis de produção.

Quanto à central a carvão do Pego (Sines já fechou), o seu custo variável de produção ainda será maior pois a emissão de CO2 é quase tripla da de GN, embora o custo do carvão seja mais baixo. Por isso, nas geografias em que o CO2 é barato temos o ressurgimento do carvão, como está a acontecer na China! Na própria Alemanha continua a haver



- A ERSE tinha estimado para o ano 2021 um custo médio ponderado à volta de 50€/MWh e estamos nos 78€/MWh

centrais a carvão. Em Portugal, preparamo-nos agora para fechar também essa central a carvão do Pego, o que em 2022, se tivermos um ano seco, poderá levar a problemas de segurança de abastecimento por falta de potência térmica firme em horas críticas do diagrama de carga. Ficaremos dependentes apenas das centrais a gás natural quando a actual crise energética mostra a vantagem de se ter centrais térmicas não só a gás natural mas também a carvão, o que permitiria diversificação e maior flexibilidade. Aqui acabamos com o carvão, coisa que a Alemanha não fez, e queremos agora acabar com gás natural até 2040, quando a Alemanha investe num novo pipeline, o que será extremamente perigoso em termos de segurança de abastecimento pois uma rede não pode ficar apenas dependente de fontes renováveis, tem sempre necessidade de potencia firme para entrar em serviço quando não há sol ou vento. Com efeito, as renováveis como a eólica e a solar são intermitentes produzindo ao ritmo da natureza e não dos consumos, o que leva a que, como o fornecimento de energia não pode ser interrompido, tenhamos de ter centrais de reserva, a chamada potencia firme, para entrarem em funcionamento quando não há sol ou vento e ainda dispositivos de acumulação de energia, como centrais de bombagem e baterias, quando há energia em excesso em relação ao consumo. São os custos de integração no sistema, que não são dispiciendos.

A ERSE tinha estimado para o ano 2021 um custo médio ponderado à volta de 50€/MWh para a parcela de energia (média dos preços no mercado grossista) e andaremos neste momento no fim de Setembro com um custo médio ponderado desde o início do ano de 78€/MWh.

Por outro lado, a ERSE tinha estimado para 2021 um valor para os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) à volta de €2000 milhões. Segundo declarações do Ministro do Ambiente, haverá uma redução dos CIEG à volta de €250 milhões, pelo que teríamos uma pequena redução nos CIEG que deverão atingir no ano de 2021 um valor à volta de



**- Para o ano de 2021
teremos na nossa fatura
um agravamento do custo
da parcela de energia e
uma redução dos custos
dos CIEG**

€1750 milhões. Porque é que isto acontece? Na Produção em Regime Especial (PRE), os produtores têm uma tarifa fixa de venda da eletricidade à rede que, no caso das eólicas, anda à volta dos 90€/MWh. Então, os consumidores pagavam na parcela de energia da fatura o preço do mercado grossista e nos CIEG pagavam o diferencial. Se por exemplo o preço de mercado fosse 50€/MWh, os consumidores pagavam esses 50 €/MWh na fatura e pagariam o diferencial (90-50=40 €/MWh) nos CIEG. Neste momento em que há preços de mercado acima do preço da tarifa fixa da PRE passa-se o mecanismo inverso, levando a um abatimento nos custos dos CIEG. Se por exemplo o preço do mercado for 150 €/MWh e como a tarifa da eólica é de 90 €/MWh, os produtores eólicos receberiam os 150 €/MWh do mercado mas teriam de devolver aos CIEG 60 (150-90) €/MWh, o que equivale a dizer que os consumidores pagariam na parcela de energia da sua fatura os 150 €/MWh mas os CIEG iam devolver-lhes os 60 €/MWh. Assim sendo, nas horas em que haja produção eólica abaixo do preço do mercado, essa produção contribuirá para alguma redução dos custos dos CIEG. Mas estamos a falar duma redução de €250 milhões face a valores estimados para 2021 de €2000 milhões. Na realidade, como explicado anteriormente nessas horas mais críticas do diagrama de cargas haverá pouco vento e pouca produção de energia eólica e por outro lado a ganância dos produtores eólicos que capturaram sucessivos governos levou a uma instalação excessiva e precipitada de máquinas eólicas ainda muito caras. Se tivéssemos sabido esperar e só instalado posteriormente máquinas eólicas que já tivessem beneficiado da evolução tecnológica, teríamos hoje preços da energia eólica abaixo dos 50 €/MWh e a contribuição da energia eólica para a redução dos CIEG e portanto da nossa fatura elétrica seria bem mais expressiva.

Em suma, para o ano de 2021 teremos na nossa fatura um agravamento do custo da parcela de energia e uma redução dos custos dos CIEG. Mas na indústria intensiva em energia, pouco exposta aos CIEG e muito sensível à parcela de energia, os aumentos poderão ser muito significativos.



- Os altos custos da energia excedem em muito os custos laborais

Ora, acontece que essa combinação entre um aumento sustentado do preço da energia (electricidade e gás natural) e a total ausência de medidas de protecção semelhantes às adoptadas noutros Estados Membros da União Europeia penaliza fortemente a capacidade exportadora da indústria nacional bem como a sua capacidade de produção, para consumo interno, por falta de competitividade relativamente às importações e pode inviabilizar, a curto-prazo, a permanência de várias instalações industriais em Portugal a par de um desinvestimento e diminuição da actividade em geral. Recordamos que não foi o mercado a internalizar o custo da tonelada emitida de CO2 nos custos de produção das centrais térmicas, tal resultou de decisões políticas, pelo que o poder político não se pode alhear da escalada do preço do CO2 e da sua componente especulativa atrás referida.

Em Portugal, o sector doméstico tem sido alvo de medidas destinadas a atenuar o impacto da subida do preço da electricidade nos segmentos da população mais afetada pela pobreza energética, designadamente com a introdução da Tarifa Social, mas a mesma preocupação em termos de competitividade empresarial não se verifica nos sectores económicos mais vulneráveis aos altos custos da energia (que excedem em muito os custos laborais), nomeadamente na indústria em geral e nos setores de bens transaccionáveis em particular. Pelo contrário, em muitos Estados Membros da União Europeia, Espanha inclusive, a indústria intensiva em energia, eminentemente exportadora, conta com mecanismos de protecção à sua competitividade, coisa que não acontece em Portugal!



- Os consumidores portugueses já pagaram mais de 22 mil milhões de euros de sobrecustos (subsídios) devidos à produção de eletricidade por fontes renováveis

- Hoje os preços da eólica desceram 60% e da fotovoltaica vinte vezes, o que mostra o aventureirismo na pressa de as introduzir

3.UM SISTEMA ELÉTRICO PARA O FUTURO: A NECESSIDADE DO PLANEAMENTO DA PRODUÇÃO

Portugal tem sido avesso a fazer contas sobre as implicações a prazo das políticas que adopta. Apesar de dispor, à partida, de uma razoável quota de produção renovável (sistema hidroelétrico), assumiu voluntariosamente as políticas da União Europeia de promoção e subsidiação das renováveis intermitentes em fase muito inicial. Desta forma, este alinhamento na política energética no sector elétrico nacional tem sido um dos outros fatores de bloqueio do crescimento português. Os consumidores portugueses já pagaram mais de 22 mil milhões de euros de sobrecustos (subsídios) devidos à produção de eletricidade por fontes renováveis intermitentes (quase 4 anos do custo total da eletricidade para o consumidor final), que inclui um sistema perverso de atribuição dum regime contratual designado por FIT – Feed In Tariffs (Produção em Regime Especial-PRE) a quantidades maciças de potências elétricas intermitentes, regime esse que, além de conceder sempre aos respetivos beneficiários um preço garantido, dá-lhes também prioridade no acesso à rede para venderem a produção, precisemos ou não dela. A subsidiação em Portugal nesse regime de FITs, das energias eólica e fotovoltaica ainda em fase cara de investimento, por imaturidade tecnológica, atribuindo nessas FITs de atribuição administrativa um preço bem superior ao custo da energia que substituíam, atingiu, pois, um grande e dramático peso na fatura da eletricidade!

Este enorme erro tornou-se ainda mais tóxico porque promoveu a introdução de tecnologias ainda imaturas, como as eólicas em grande escala e a solar fotovoltaica em menor escala, embora em quantidades muito superiores do que o aconselhável para instalações piloto ainda na altura em fase de desenvolvimento tecnológico. Hoje os preços da eólica desceram 60% e da fotovoltaica vinte vezes, o que mostra o aventureirismo na pressa de as introduzir, quando agora seria a melhor altura para esta aposta em quantidade, como outros países estão a fazer.



- Quando houver sol e vento teremos uma energia claramente excedentária em relação ao consumo

- Teremos um volume anual de corte de excedentes recorde (cerca de 35% do consumo nacional)

Nós já temos neste momento uma capacidade instalada de 22 GW para uma ponta de consumo de 9 GW durante o dia e de 5 GW durante a noite. Por outro lado, a capacidade instalada em renovável intermitente (eólica mais solar) vai atingir os 8 GW para uma ponta de consumo aos fins de semana e feriados de apenas 4 GW, o que significa que quando houver sol e vento teremos uma energia claramente excedentária em relação ao consumo, e isto não contando com o facto de poder haver ainda maior atravancamento simultâneo, por centrais hidroeléctricas (2 GW) que poderão ter de estar a turbinar água, doutro modo perdida, e também a produzir eletricidade.

Tudo isto num contexto em que a procura de eletricidade fornecida pela rede não vai aumentar compensadoramente, tanto no curto prazo devido à queda do PIB na sequência do COVID, cuja recuperação para os níveis pré-COVID vai levar dois ou três anos, como estruturalmente devido aos investimentos na eficiência energética e em painéis fotovoltaicos para produzir para o autoconsumo (a prazo espera-se algum crescimento adicional por substituição doutras fontes energéticas, como é o caso dos veículos eléctricos alimentados a baterias- BEV, mas muito longe de valores equivalentes).

Como chama a atenção o eng. Allen Lima no seu artigo “Políticas de energia & clima e perspectivas para o sistema eléctrico nacional em 2030 e 2040”, os estudos TYNDP 2020 da ENTSO-E, associação de que a REN é membro, mostram no horizonte de 2030 a 2040 uma exagerada opção nacional por produção fotovoltaica, gerando a certas horas do dia grandes excedentes de produção, sem pesar as suas consequências em custos para o utilizador. Nesta análise, para Portugal basta a expansão prevista até 2025, mesmo sem expansão posterior até 2040 da rede de transporte e interligação, para termos em 2040:

-Volume anual de corte de excedentes recorde (cerca de 35% do consumo nacional, bem acima da Espanha e muito acima da França);

-Valor baixo de custo marginal médio anual (menos de metade da Espanha e da França), o que tornaria o país um exportador sistemático. Esse nível de exportador sistemático



- Importa voltar a ter um sistema de planeamento indicativo para a produção de eletricidade

para o centro da Europa estará, naturalmente, dependente do reforço das interligações elétricas entre a França e a Península Ibérica projeto ainda em fase de concretização.

Tudo isto revela uma exagerada opção por produção fotovoltaica e aquele custo marginal reduzido (representativo do custo variável da tecnologia marginal ou de fecho no mercado à vista) é enganador pois é preciso depois avaliar completamente os custos totais de produção, pois alguém vai ter de pagar os custos fixos que o mercado spot não remunera e os custos de integração das renováveis intermitentes (os custos inalterados dos backups da carga de consumo e das outras multas que é preciso ter para integrar renováveis intermitentes no sistema sem risco de apagão!). No fundo, a nossa maior especialização na tecnologia fotovoltaica (agora bem mais barata do que quando Manuel Pinho decidiu irresponsavelmente construir a central da Amareleja, com um preço de FIT de 380 euros /MWh!), cria nessa análise uma assimetria em relação a Espanha, pois não pondera: o aumento em custos de integração no sistema dessa fotovoltaica; o aumento do preço no nosso mercado spot por exportarmos sistematicamente; ou o custo de corte por esgotamento dos meios de armazenagem e de exportação; e ainda o custo do investimento para o reforço das redes e interligações.

Importa então no sistema elétrico nacional desenvolver as seguintes linhas de actuação:

1. Voltar a ter um sistema de planeamento indicativo para a produção de eletricidade, em que se deve otimizar a afetação de recursos, formalizado pela minimização dos custos para a economia, sujeita à restrição das emissões pré-definidas.

Há obrigações de discussão pública do planeamento para as redes de transporte e distribuição de eletricidade e de gás natural, mas tal acabou na produção de eletricidade!

A REN e a DGEG publicam regularmente e de forma unidirecional o Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional, o qual é importante, mas é omissivo no que toca à avaliação de custos para os consumidores finais



- Desenhar um novo Sistema Elétrico que não esteja assente nas tarifas fixas de venda à rede

- Negociar com os actuais produtores um “revamping” das centrais eólicas existentes, por forma a que eles invistam em novos equipamentos

e ainda de benefícios/custos das diversas alternativas em jogo na política de energia e clima, como ainda de avaliações integradas e multisectoriais. Os nossos governos apenas se têm preocupado com as metas de redução de CO₂, querendo até ultrapassar metas comunitárias, não calculando os custos económicos e os resultados estão à vista em termos de sobrecustos dramáticos para a nossa economia, empresas e famílias!

2. Desenhar um novo Sistema Elétrico que não esteja assente nas tarifas fixas de venda à rede da PRE-tarifas feed-in(FITs), com um mercado de energia destinado a fornecer a eletricidade, utilizando o planeamento indicativo atrás referido, e um mercado de capacidade para os backups. As renováveis intermitentes poderão ser seleccionadas por concursos para vários regimes: entrada em mercado, assegurando os promotores contratos de médio-longo prazo com consumidores ou comercializadores (PPAs) para cobertura dos custos fixos que a lógica marginalista do mercado spot não garante remunerar; contratos às diferenças (CFDs); subsídio ao investimento para socializar valor atual do CO₂ evitado (usado nos EUA).

3. Negociar os backups necessários às renováveis intermitentes, o chamado mercado de capacidade que fornece a potência firme quando não há vento ou sol. Há estudos internacionais que mostram que a continuação do uso de centrais térmicas clássicas com captura de CO₂ e moderação da penetração das renováveis intermitentes pode vir a ser a solução mais económica. Neste contexto, o gás natural poderá ser uma energia vital nesta fase de transição, pelo que é inteiramente precipitado querer suprimi-lo da nossa matriz energética, antes de países como a Alemanha o fazerem!

4. Negociar com os actuais produtores um “revamping” das centrais eólicas existentes, por forma a que eles invistam em novos equipamentos, fazendo um “swap” dos antigos para os novos, utilizando uma filosofia de “bad bank” que absorve os “legacy costs”. Compram-se os “legacy costs”, ou seja, as garantias das FITs dadas acima do preço de mercado, indemnizando os produtores num equivalente ao excedente acima do



- Apoiar as comunidades energéticas e a produção descentralizada de energia elétrica

preço de mercado e dividindo a melhoria da eficiência financeira entre produtores e consumidores em 50-50. Com isto, introduziam-se centrais eólicas actuais, bem mais competitivas que as que substituem, ganhando os consumidores e os produtores.

5. Já sem FITs a protegerem as potências intermitentes a valores elevadíssimos, o que acontecerá a partir de 2028 ou mais cedo com “novas” FITs de centrais actuais que substituam as velhas, se se efectivar a negociação atrás referida, deverá ser feita uma análise rigorosa das tecnologias de produção de eletricidade que então venham a estar disponíveis, no quadro dos pontos 1 e 2 atrás referidos para se projetar um novo Sistema Elétrico Nacional verdadeiramente eficaz e eficiente, tanto em termos económicos como de redução de emissões de CO2 de forma a cumprir o definido para o efeito para o conjunto dos países da União Europeia.

6. Apoiar as comunidades energéticas e a produção descentralizada de energia elétrica, designadamente a produção para consumo próprio, estimulando a emergência dos “prosumers” e os fluxos bidirecionais de informação e energia entre a rede e os consumidores. A velocidade de implementação desta ação deve ser conjugada com o planeamento indicativo da produção elétrica para injetar na rede, pois tal movimento tira obviamente consumos à rede e pode também ter sobrecustos diretos (subsidição acima do custo de substituição) e indiretos (por assimetria de custos médios sobre os consumidores que não optem por esta facilidade).

7. Incentivar a biomassa florestal que tem sido um parente pobre e esquecido das energias renováveis, construindo uma rede de pequenas centrais dedicadas de produção de eletricidade alimentadas pelos resíduos florestais, o que terá também óbvias externalidades positivas na minimização da propagação dos fogos florestais. Por outro lado, as centrais a biomassa são despacháveis no sentido em que se pode produzir de acordo com as necessidades, e não ao ritmo da natureza como nas eólicas e solares, podendo assim garantir alguma potência firme de origem renovável.



- Reforçar as interligações elétricas entre Espanha e a França permitindo integrar a Ibéria no mercado europeu da eletricidade

- Prorrogado o apoio extraordinário à retoma

8. Reforçar as interligações elétricas entre Espanha e a França permitindo integrar a Ibéria no mercado europeu da eletricidade. A actual crise mostrou que em certas horas era significativo o diferencial de preços entre o MIBEL e a França, o que mostra desacoplamento dos mercados por insuficiente ligação da Ibéria a França, constituindo a Península Ibérica quase uma ilha elétrica em relação à Europa. As capacidades de interligação entre Portugal e Espanha são excelentes e maiores que as existentes entre Espanha e França, o que permite em mais de 90 por cento do tempo ter preços únicos entre Portugal e Espanha mas não entre a Ibéria e a França, o que redundava numa tremenda desvantagem competitiva para as empresas portuguesas e espanholas face aos seus congéneres franceses e europeus.

6. LEGISLAÇÃO

TELLES

TRABALHO E SEGURANÇA SOCIAL

[Acórdão do Tribunal Constitucional n.º 272/2021](#), de 6 de julho: declara a inconstitucionalidade, com força obrigatória geral, da interpretação conjugada das normas contidas no artigo 334.º do Código do Trabalho e no artigo 481.º, n.º 2, proémio, do Código das Sociedades Comerciais, na parte em que impede a responsabilidade solidária da sociedade com sede fora de território nacional, em relação de participações recíprocas, de domínio ou de grupo com uma sociedade portuguesa, pelos créditos emergentes da relação de trabalho subordinado estabelecida com esta, ou da sua rutura;

[Decreto-Lei n.º 71-A/2021](#), de 13 de agosto: prorroga o apoio extraordinário à retoma progressiva da atividade;



- Regime geral da gestão de resíduos

IMOBILIÁRIO

[Regulamento n.º 603/2021](#), de 2 de julho: estabelece as condições de exercício e define os procedimentos, instrumentos, mecanismos e formalidades inerentes ao cumprimento dos deveres, gerais e específicos, estabelecidos na Lei e os demais aspetos necessários a assegurar o cumprimento dos deveres de prevenção e combate de branqueamento de capitais e do financiamento do terrorismo (BC/FT), por parte das entidades que exerçam, em território nacional, atividades imobiliárias, sujeitas à fiscalização do IMPIC, I. P.;

[Decreto-Lei n.º 73/2021](#), de 18 de agosto: altera o regime da revisão de preços das empreitadas de obras públicas e de obras particulares e de aquisição de bens e serviços;

ENERGIA E AMBIENTE

[Diretiva n.º 14/2021](#), de 19 de julho: aprova as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;

[Decreto-Lei n.º 70-A/2021](#), de 6 de agosto: estabelece as regras de garantia de fornecimento de serviços essenciais;

[Lei n.º 52/2021](#), de 10 de agosto: alteração, por apreciação parlamentar, ao Decreto-Lei n.º 102-D/2020, de 10 de dezembro, que aprova o regime geral da gestão de resíduos, o regime jurídico da deposição de resíduos em aterro e altera o regime da gestão de fluxos específicos de resíduos, transpondo as Diretivas (UE) 2018/849, 2018/850, 2018/851 e 2018/852;

[Despacho n.º 8068/2021](#), de 16 de agosto: Altera o Despacho n.º 1897/2021, de 15 de fevereiro, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2021;



- Regulamento dos Mercados Digitais

[Resolução do Conselho de Ministros n.º 120/2021](#), de 1 de setembro: aprova o plano de ação da Estratégia Nacional para o Mar 2021-2030;

CONCORRÊNCIA

[Comunicado 11/2021 da Rede Europeia da Concorrência](#), de 1 de julho: publicação de paper conjunto sobre o papel das autoridades nacionais de concorrência no Regulamento dos Mercados Digitais;

[Decreto-Lei n.º 76/2021](#), de 27 de agosto: transpõe a Diretiva (UE) 2019/633, relativa a práticas comerciais desleais nas relações entre empresas na cadeia de abastecimento agrícola e alimentar;

[Comunicação 2021/C 359/01 da Comissão Europeia](#), de 7 de setembro: aprova o conteúdo de um projeto de regulamento da Comissão relativo à aplicação do artigo 101.º, n.º 3, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia a determinadas categorias de acordos verticais e práticas concertadas;

[Comunicação 2021/C 359/02 da Comissão Europeia](#), de 7 de setembro: aprova o conteúdo de um projeto de comunicação da Comissão — Comunicação da Comissão: Orientações relativas às restrições verticais;

[Comunicado 16/2021 da Autoridade da Concorrência](#), de 21 de setembro: publicação da versão final do Relatório e do Guia de Boas Práticas sobre acordos anticoncorrenciais no mercado de trabalho;

ESTE DOCUMENTO TEM O APOIO DE:



CaixaBI
Banco de Investimento

TELLES
— ADVOGADOS —