



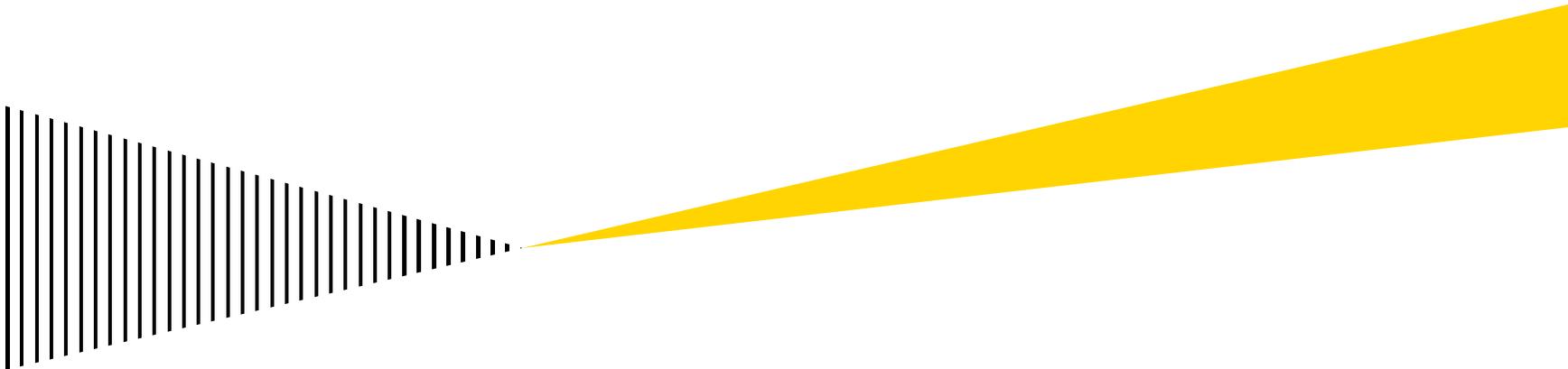
Brasil sustentável

Perspectivas dos mercados de petróleo, etanol e gás



Índice

Apresentação	01
Principais condicionantes das trajetórias de preços	04
Projeções e cenários para a oferta e a demanda	20
Petróleo e etanol: variáveis que afetam o comportamento no mundo	26
Brasil: rumo ao alinhamento internacional	32
Olhando à frente: o que muda até 2020	42
Visão de futuro: o que esperar após 2020	44
Desafios e oportunidades	47



Apresentação

A série Brasil Sustentável propõe um novo desafio ao gerar mais um estudo de suma relevância sobre o mercado energético. Certos da correlação de forças que se desenhou globalmente em torno das descobertas e produção de petróleo, gás e etanol, a sétima edição da série, Brasil Sustentável - Perspectivas dos mercados de petróleo, etanol e gás, traz uma análise aprofundada e projeções densas sobre a formação de preços, demanda, oferta, crescimento e impacto da indústria de combustíveis na economia mundial até o ano de 2020.

Após percorrer temas complexos nos seis estudos anteriores - com análises e perspectivas sobre os setores habitacional, energético, de consumo, industrial e agroindustrial, além de um especial sobre a Copa do Mundo 2014 -, a Ernst & Young Terco se une mais uma vez à FGV Projetos para uma nova reflexão: mergulhar no entendimento de uma indústria geradora de grandes riquezas aos países detentores das maiores reservas, produção, tecnologia e política estratégica ao seu desenvolvimento. E o momento não poderia ser melhor. Ao anunciar

ao mundo as novas descobertas de megareservas de petróleo em águas ultraprofundas na camada do pré-sal, o Brasil mudou de posição no *ranking* dos grandes *players* globais.

Tendo isso em mente, a meta deste trabalho foi ir além de projetar qual o cenário que o final desta década nos reserva. Sempre considerando riscos, adversidades, políticas, desafios e oportunidades impostas nesse setor. Tamanha imersão nos trouxe, além de profundo conhecimento sobre essa indústria, algumas surpresas em relação ao real efeito que as descobertas do pré-sal trarão sobre o conjunto da economia do País. Ou sobre quão atrasados (ou não) estamos em relação à prática e ao investimento na ampliação da produção e comercialização do etanol.

Para sistematizar a análise e realização de projeções, a equipe técnica da FGV Projetos - tendo como coordenador Fernando Blumenschein - desenvolveu o Modelo Integrado de Projeções Energéticas (Mipe), que consiste em um *framework* conceitual, técnico e computacional aplicável a diversas

situações, escopos e mercados. Por meio desse modelo, foi possível integrar e sistematizar as informações reunidas, simular trajetórias e gerar intervalos plausíveis para os preços dos energéticos analisados, além de incluir um panorama do que se acredita ser relevante para os mercados de energia no período pós-2020.

Como o pré-sal se mostrou o grande evento novo para o Brasil, resolvemos dar ao tema especial espaço e considerações. O último capítulo do estudo traz, em tópicos, análises sobre pontos críticos e de atenção para que as novas descobertas se transformem em reais oportunidades ao País, e não na temida doença holandesa - um conceito econômico que tenta explicar como a exploração de recursos naturais poderia ser responsável pela desindustrialização de uma nação, devido à valorização cambial e ao declínio do setor manufatureiro. Para tanto, pontuamos:

- ▶ **Marco regulatório. O que já foi feito e o que precisa mudar.**
- ▶ **Quais aspectos da infraestrutura deverão ser resolvidos.**

- ▶ **Temos a tecnologia que precisamos aplicar?**
- ▶ **Os meandros da questão tributária embutida na indústria do pré-sal.**
- ▶ **Capital humano será o grande desafio.**

Um dos objetivos deste estudo foi compreender não somente as dinâmicas de preços mundiais, como também o comportamento dos mercados nacionais cujas interações estruturam a oferta e a demanda global por energéticos. Assim, selecionamos dois mercados nacionais, mas cujas dinâmicas não poderiam ser mais diferentes entre si: os EUA, uma economia relativamente aberta, onde os preços ao consumidor seguem as trajetórias dos mercados internacionais de *commodities*; e o Brasil, no qual os preços dos combustíveis seguem uma lógica determinada mais por políticas internas do que pela conjuntura internacional.

A outra intenção foi iluminar as interações entre os mercados de diferentes energéticos, tendo em vista efeitos de substituição e complementaridade. Assim, optamos por focar nos mercados

internacionais de petróleo e etanol, e nos mercados brasileiros de gasolina e etanol hidratado, de forma a identificar e modelar com maior profundidade os pontos de contato e efeitos cruzados entre mercados.

Finalmente, outra meta deste trabalho foi identificar alguns dos principais *drivers* ou condicionantes das trajetórias futuras de preços dos energéticos em questão e modelar as estruturas causais de acordo com as quais os cenários prospectados para tais *drivers* se refletem nas projeções de preços. Esses *drivers* perpassam por aspectos técnicos (ampliação da oferta física), mercadológicos (medidas de eficiência e substituição energética), econômicos (potencial de crescimento e cenário cambial) e político-institucionais (políticas energéticas nos EUA e Brasil). Em um contexto de incerteza, pudemos ainda identificar os *drivers* cuja variabilidade terá mais impacto para cada um dos mercados analisados.

A ambição final deste estudo é, antes de mais nada, servir de apoio básico para o entendimento, a reflexão e a tomada de decisão para empresas e governos que queiram atuar com seriedade nesses mercados.

Um dos objetivos foi compreender as dinâmicas de preços, e também o comportamento dos mercados nacionais cujas interações estruturam a oferta e a demanda global por energéticos

Metodologia utilizada: Como funciona o Mipe

O Mipe é um sistema dinâmico, no qual as interações entre variáveis ou parâmetros são representadas por meio de equações, que podem envolver taxas de variação ao longo do tempo. Trata-se de um modelo estocástico - os parâmetros podem ser definidos não deterministicamente, mas em termos de distribuições de probabilidade, de forma a poder representar fontes de incerteza no modelo. Este é implementado em uma plataforma que utiliza algoritmos de Runge-Kutta de quarta ordem para solucionar simultaneamente as equações e que permite a execução automatizada de análises de sensibilidade, nas quais o modelo é simulado milhares de vezes (com realizações diferentes dos parâmetros estocásticos), de forma a obter intervalos de confiança para as variáveis de interesse.

É importante manter em mente a camada de abstração entre o modelo e os fenômenos que este estudo tem por objetivo representar. Ou seja, existe risco de modelagem, inerente a qualquer exercício de projeção ou análise prospectiva. Em particular, os mercados de energia são sujeitos a efeitos de curto prazo, oriundos de choques transitórios, cujas consequências podem se prolongar indefinidamente. Esta característica dos mercados, chamada *histerese*, é referente à irreversibilidade da tomada de decisões, e torna exponencialmente mais difícil garantir a robustez do modelo a eventos aleatórios.

Além disso, o próprio exercício de modelagem causal e probabilística traz à tona a questão da possibilidade de "cisnes negros" ou eventos raros de alto impacto - tais como a crise financeira de 2008 e os choques de petróleo da década de 1970. Justamente por

tais eventos parecerem inverossímeis, são de difícil incorporação a modelos estatísticos.

É importante manter em mente a camada de abstração entre o modelo e os fenômenos que este estudo tem por objetivo representar. Os mercados de energia são afetados por efeitos de curto prazo, e o próprio exercício de modelagem da estrutura causal e de atribuição de probabilidades traz à tona a questão da possibilidade de "cisnes negros", ou eventos raros de alto impacto.

Outro ponto importante é que elevações de preços que viabilizem fontes mais custosas aumentam simultaneamente os lucros dos produtores tradicionais de petróleo leves, o que gera uma intrincada estrutura de incentivos. Assim, pode ocorrer tanto uma extração mais acelerada, reduzindo as reservas, ou, pelo contrário, um movimento de manutenção tática delas.

Considerações similares valem para o etanol, já que nesse mercado deve-se levar em conta suas ligações com outros mercados globais de *commodities* (no caso da cana, o mercado de açúcar), com dinâmicas próprias.

A partir dessas considerações, deve-se ter em mente a parcela de simplificações, omissões e restrições de escopo que são necessárias para elaborar qualquer modelo capaz de produzir resultados. Ou seja, os resultados de um modelo de longo prazo, como o Mipe, devem ser reestimados e recalibrados periodicamente, de forma a acompanhar a evolução das condições de mercado. Acima de tudo, o usuário deve estar ciente dos fatores não incorporados pelo modelo, de forma a não ser tomado de surpresa caso tais fatores se tornem relevantes.

Principais condicionantes das trajetórias de preços

Drivers: determinantes dos preços até 2020

O consumo de energia, em suas diversas formas, perpassa toda atividade humana. A energia comercializável (combustíveis para transporte e aquecimento, eletricidade para diversos fins, entre outros) é insumo básico para a produção e comercialização de qualquer bem ou serviço e representa um dos principais grupos de despesa das famílias. Assim, a projeção de trajetórias futuras para os preços de energéticos é de evidente interesse para consumidores e produtores.

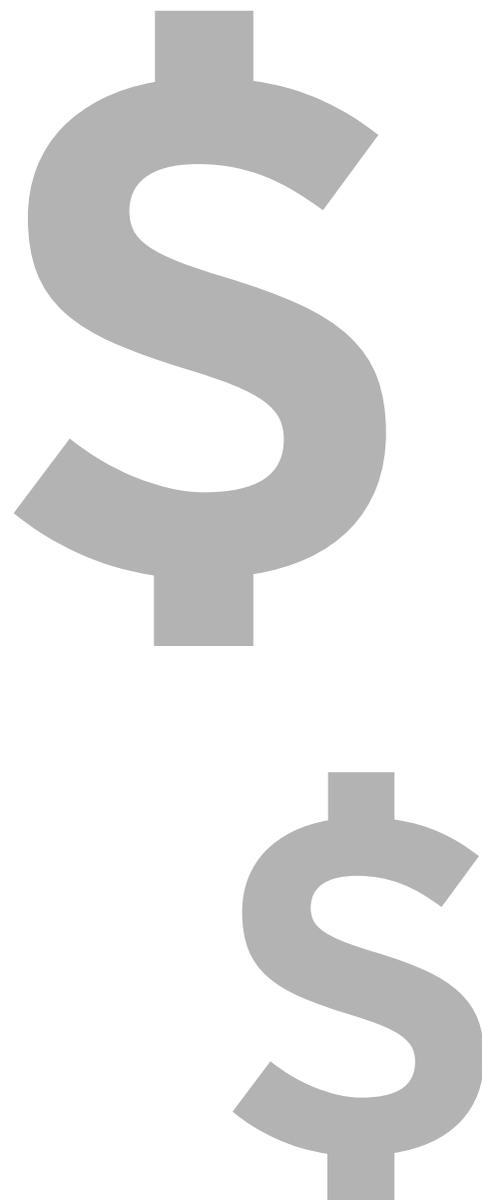
Rumo a 2020, as trajetórias dos preços do petróleo e etanol nos mercados internacionais irão sofrer influências diversas. Este levantamento selecionou sete condicionantes que terão influência determinante sobre a precificação desses combustíveis. São eles:

1 ▶ Ampliação da oferta de petróleo: No período 2004-2010, a oferta de petróleo no mundo tem se mantido relativamente constante, em um patamar próximo a 80 milhões

de barris/dia. No entanto, as sucessivas inovações nos processos de prospecção e produção estão possibilitando a identificação de novos e mais profundos reservatórios de petróleo e gás natural no Brasil, no Golfo do México e na Costa da Guiné.

2 ▶ Ampliação da capacidade produtiva de etanol: O consumo de etanol como combustível automotivo vem se ampliando desde a década de 1980 a uma taxa de 5,6% ao ano no Brasil e de 13,4% ao ano nos Estados Unidos. Novos processos de produção de etanol, no entanto, deverão se tornar comercialmente viáveis, gerando ganhos substanciais de retorno energético e reduzindo a pegada de carbono da produção de biocombustíveis.

3 ▶ Políticas de subsídios à produção de etanol: Em alguns países, os subsídios à produção de etanol têm funcionado como garantia de competitividade em face da gasolina e do etanol importados. Com a implantação de mandatos que fixam a proporção de mistura na gasolina, há uma garantia de mercado e



A intensidade energética vem se reduzindo em razão de melhorias na eficiência da energia, substituição de combustíveis e mudanças em indústrias intensivas

os subsídios ficam caracterizados como apoio às condições locais de produção e barreira adicional ao etanol importado.

4 ▶ **Medidas de eficiência e substituição energética:**

A intensidade energética vem se reduzindo em razão de melhorias na eficiência da energia, substituição de combustíveis e mudanças em indústrias intensivas. A necessidade de ganhos de eficiência energética conjuga-se com os objetivos de segurança energética e de redução das emissões, gerando incentivos para a substituição de fontes de energia.

5 ▶ **Potencial de crescimento macroeconômico:**

A evolução da demanda por energéticos é fortemente atrelada ao crescimento macroeconômico. Ou seja, quanto maior esse crescimento, mais energia é demandada pelas empresas para viabilizar uma maior produção de bens e serviços. O crescimento econômico também se traduz em maior renda para as famílias, viabilizando um maior consumo de combustíveis, eletricidade e outros usos de energia.

6 ▶ **Cenário cambial:**

A manutenção do dólar como moeda franca do comércio internacional vem se mostrando crescentemente frágil, em função da deterioração dos fatores que garantiram a ascensão e manutenção da moeda ao *status* de reserva de valor ao longo do século XX. Acredita-se que a perda de valor do dólar responda por uma fração dos aumentos de preços de *commodities* no mercado internacional, incluindo-se aí o petróleo.

7 ▶ **Política de preços**

da Petrobras: A Petrobras tem praticado uma política de estabilização real dos preços internos dos derivados de petróleo, não repassando variações consideradas transientes e reduzindo efetivamente a exposição da economia nacional a choques nos preços internacionais do petróleo.

Esta seção busca contextualizar cada um dos *drivers* em termos de relevância e apresenta as premissas e cenários adotados em relação à trajetória futura de cada um.

Confira a seguir uma análise detalhada de cada um desses fatores.



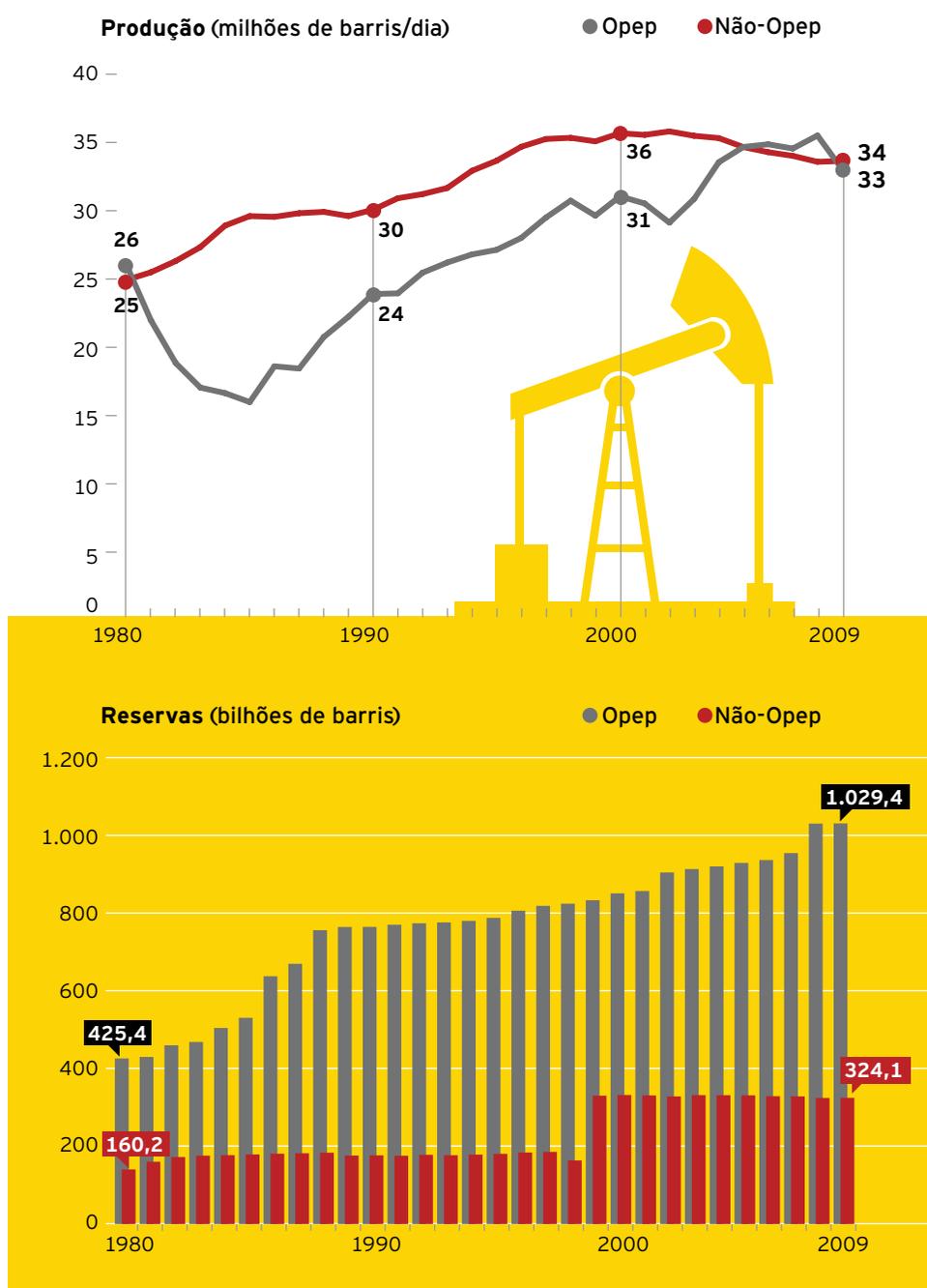
Ampliação da oferta de petróleo

Ao longo do período 2004-2010, a oferta total de petróleo no mundo tem se mantido relativamente constante, em um patamar aproximado de 80 milhões de barris/dia. Nessa linha, o avanço tecnológico é o que direciona as possibilidades de ampliação da oferta potencial.

Desde a década de 1990, têm sido introduzidas sucessivas inovações nos processos de prospecção e produção, por meio da utilização de novos instrumentos, computadores de alto desempenho e aplicação de técnicas avançadas de processamento de dados. Essas tecnologias, que recentemente permitiram a identificação de reservatórios de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas no Brasil, no Golfo do México e na Costa da Guiné, têm custos elevados, mas permitem maior economia em outras fases de desenvolvimento dos campos.

Além disso, a exploração e o desenvolvimento em águas ultraprofundas estão consolidando um novo padrão tecnológico de produção de petróleo e gás natural, utilizando sondas de elevado desempenho, com capacidade de perfuração de até 10.000 metros de profundidade total.

Evolução das reservas e da produção mundial de petróleo



Fontes de mercado hoje estimam ser necessário um adicional de produção de 9 bilhões de barris/ano para atender à expansão de demanda até 2020

A oferta potencial de petróleo também tem aumentado por crescimento de reservas, seja por uma revisão do método utilizado em estimativas anteriores, seja por se haverem subestimado os recursos iniciais existentes na jazida. Com o aperfeiçoamento dos métodos de avaliação, essas duas formas de crescimento das reservas não devem ser tão substanciais no futuro. A terceira forma de crescimento das reservas é por meio do avanço tecnológico no processo de recuperação do petróleo existente, hoje limitado a cerca de 35% do volume presente nos campos.

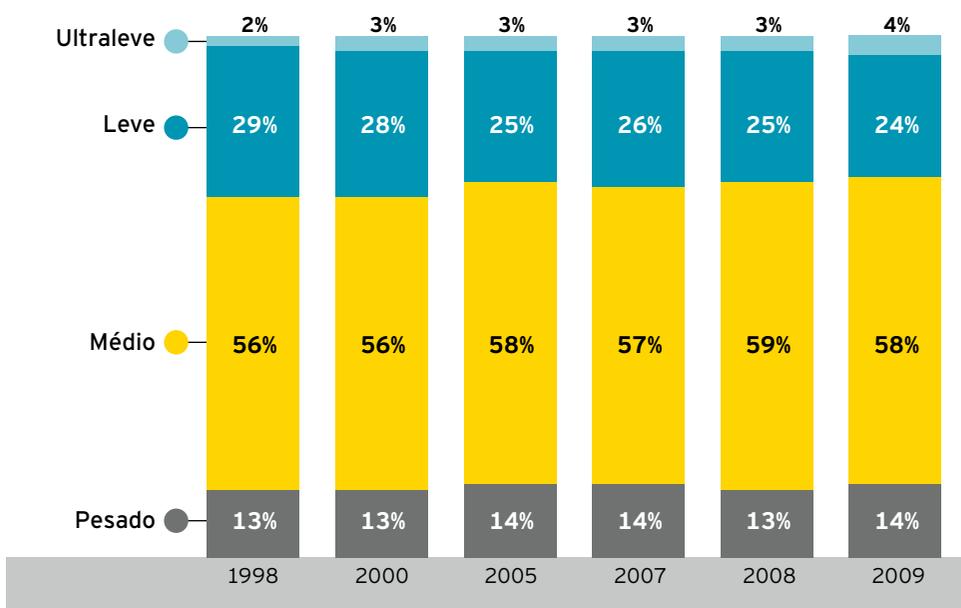
Fontes de mercado hoje estimam ser necessário um adicional de produção de 9 bilhões de barris/ano para atender à expansão de demanda até 2020. Para esses fins, a composição da oferta futura haverá de incorporar também o petróleo não convencional (recuperação ampliada, areias petrolíferas, petróleo extrapesado, *gas-to-liquids* "GTL" e *coal-to-liquids* "CTL") - conversão de gás natural em combustíveis líquidos (GTL, na sigla em inglês), e conversão de carvão em combustíveis líquidos (CTL). Também passarão a ser crescentemente relevantes a produção na camada pré-sal do Brasil e a ampliação da produção do Iraque.

A qualidade do petróleo, principalmente sua densidade e teor de enxofre, condiciona a oferta futura de petróleo e a estrutura de refino que deverá atender à demanda de combustíveis líquidos. O consumo de derivados médios (como diesel) e leves (como gasolina) tem aumentado recentemente, enquanto se reduz o consumo de derivados pesados (como óleo combustível). No entanto, o crescimento futuro da demanda tende a ser atendido, gradualmente, por volumes crescentes de petróleo pesado (como as areias petrolíferas do Canadá e o petróleo extrapesado da Venezuela, além de campos

de petróleo pesado em países do Oriente Médio), tornando necessário o aumento da capacidade de conversão nas refinarias, condição técnica para ampliar a oferta de derivados leves, com maior valorização no mercado.

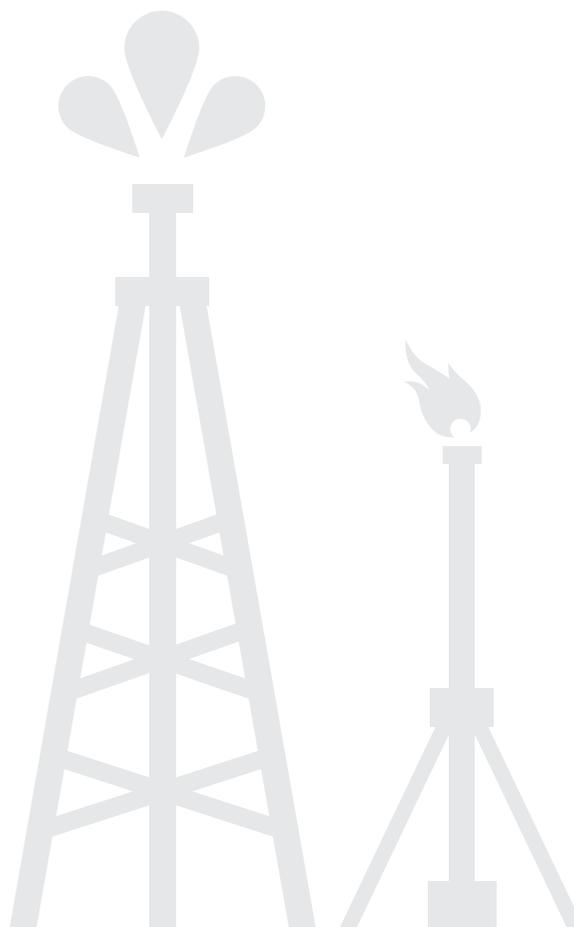
Uma característica comum a todas as novas fontes de petróleo na próxima década será o seu elevado custo de produção. É praticamente consenso que todo o petróleo "barato" já foi encontrado, e que tecnologias de incorporação e recuperação de reservas continuarão sendo custosas.

Produção mundial de petróleo por qualidade



US\$ 400 bilhões

é a estimativa para o desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural nos campos do pré-sal



Novas fronteiras com o pré-sal

A descoberta de novas jazidas de petróleo em águas ultraprofundas (lâmina d'água de 1.500 a 3.000 metros) das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo abriu uma nova fronteira para a indústria de petróleo e gás natural. O desenvolvimento da camada pré-sal estabeleceu uma nova condição para o Brasil no mercado internacional de petróleo e gás natural, ampliando suas reservas provadas e duplicando a capacidade de produção até 2020.

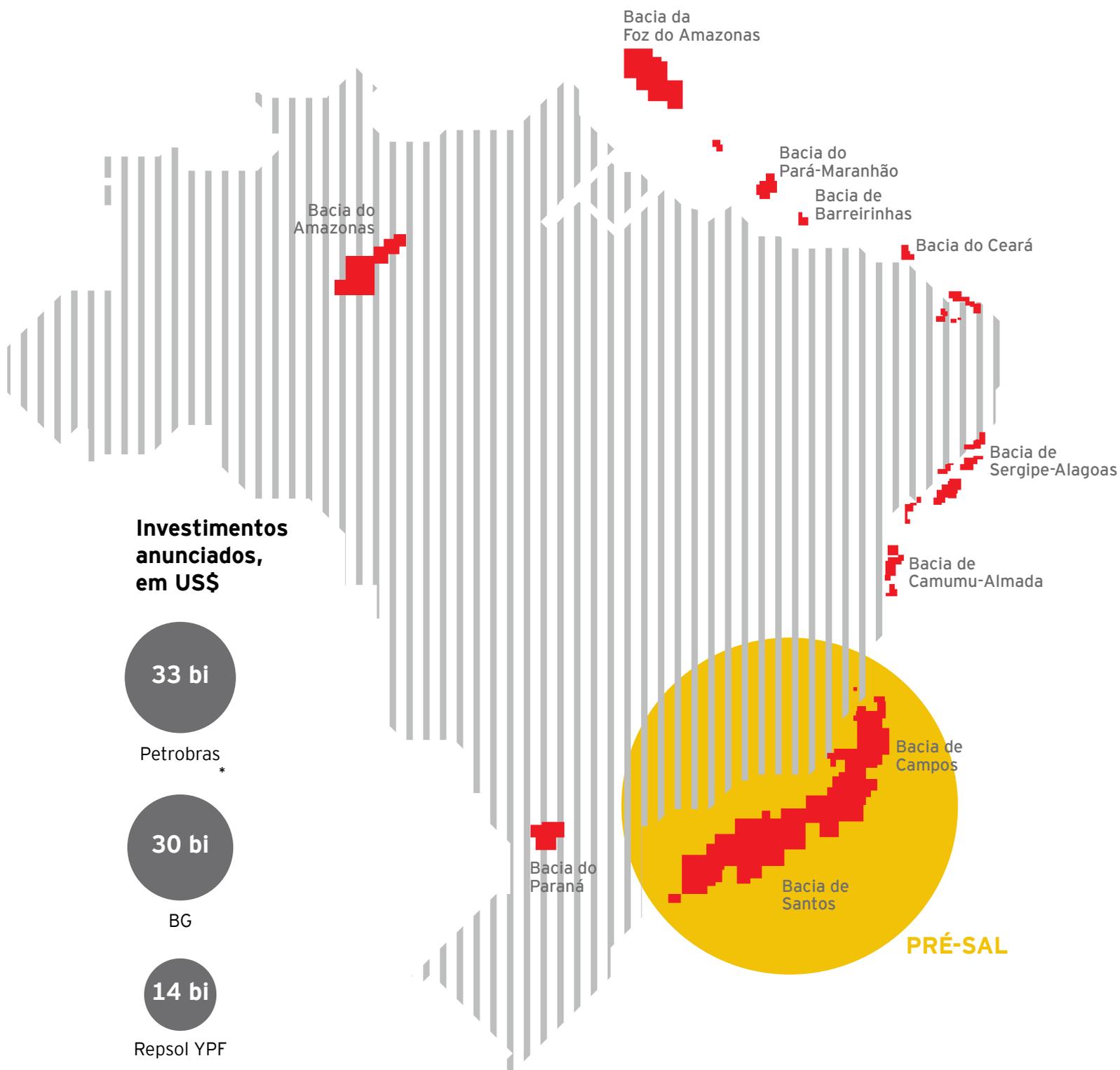
A operação sob tais condições geológicas deve necessitar um número maior de unidades de produção em cada campo. O desenvolvimento de infraestrutura de transporte do petróleo e do gás natural à distâncias de

cerca de 300 km da costa está entre os principais desafios a serem vencidos ao longo da década. A Petrobras e as demais operadoras estão considerando opções (como bases de apoio e centros de operação remotos) para garantir apoio logístico e operacionalidade aos sistemas de produção, assim como também sua segurança.

Grandes investimentos nos campos do pré-sal estão programados para até 2020. Estima-se um total de US\$ 400 bi para o desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural, incluindo toda a infraestrutura de transporte. Entre os investimentos divulgados estão: Petrobras, US\$ 33 bi (2010-2014); BG, US\$ 30 bi; Repsol YPF, US\$ 14 bi.

Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil

■ Blocos Exploratórios



*Investimento referente ao período de 2010 - 2014.

Produção de etanol em crescimento

O consumo de etanol como combustível automotivo vem se ampliando desde a década de 1980 a uma taxa de 5,6% ao ano no Brasil e de 13,4% ao ano nos Estados Unidos. Nos dois países, que são os principais produtores e consumidores, o etanol é utilizado tanto na mistura com a gasolina quanto como combustível.

O etanol de cana-de-açúcar do Brasil tornou-se um combustível competitivo, beneficiado por

crecente produtividade (tanto na fase agrícola quanto na fase industrial) e pelo substancial mercado interno. Entre 1975 e 2006, a área cultivada com cana-de-açúcar tem crescido 4,3% ao ano, sendo atualmente de cerca de 7 milhões de hectares. No período, o crescimento na produtividade agrícola tem sido de 1,49% ao ano e o da produtividade industrial, de 3,77% ao ano.

Nos Estados Unidos, o etanol é produzido a partir do milho - utilizando 20% da produção de milho e podendo passar a 30% nos próximos anos -, cujo cultivo ocupa

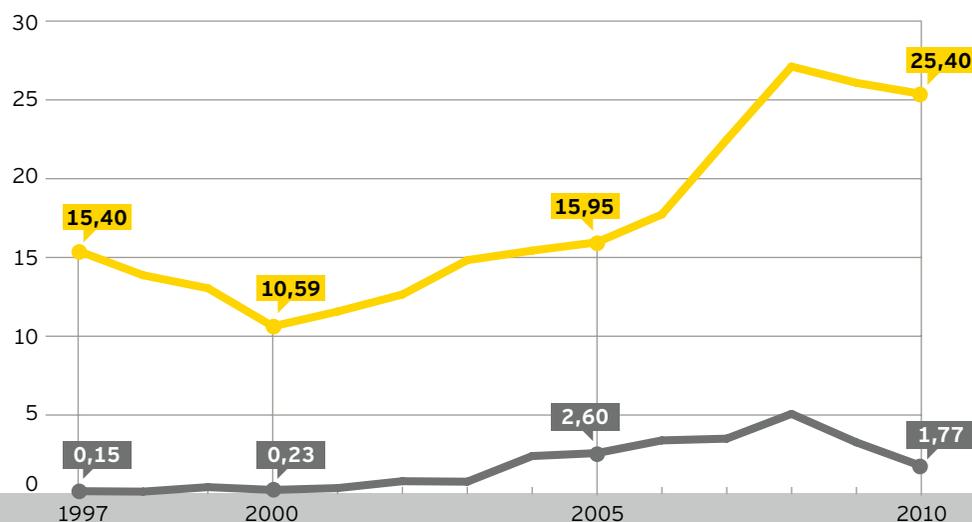
uma área colhida de 28 milhões de hectares. No período de 1975 a 2006, o crescimento da produtividade foi de 2,7% ao ano.

A possibilidade de escolher entre dois subprodutos (etanol ou açúcar) permite ao produtor brasileiro desenvolver a melhor estratégia em função dos preços esperados do açúcar e do etanol no mercado internacional e no mercado local. Usinas mistas (85% do total) têm a flexibilidade para produzir etanol ou açúcar, definindo sua escolha em função do custo de oportunidade entre as duas alternativas. Vale lembrar que, como o Brasil

Evolução da produção e das exportações de etanol

Total do Brasil, em bilhões de litros

● Produção ● Exportações



Até 2020, a produção de biocombustíveis por meio de processos de segunda e terceira gerações deve se tornar comercialmente viável, trazendo ganhos energéticos

é o principal exportador de açúcar, seus custos de produção determinam os preços e o padrão da concorrência no mercado internacional.

No fim da presente década, a produção de etanol e outros biocombustíveis por meio de processos de segunda e terceira geração deve se tornar comercialmente viável. Tais tecnologias trazem substanciais ganhos de produtividade em relação aos métodos atualmente adotados, que envolvem a fermentação de açúcares extraídos de plantas alimentícias. Assim, esperam-se ganhos substanciais no que se refere ao retorno energético, à quantidade de biomassa necessária como matéria-prima e à necessidade de insumos de origem fóssil, como fertilizantes. Acredita-se que tais processos reduzirão substancialmente a pegada de carbono da produção de biocombustíveis em relação ao seu nível atual.

Os principais processos de segunda geração envolvem a produção de etanol a partir de celulose e lignina,

elementos estruturais presentes em todas as espécies vegetais disponíveis, incluindo algumas com alta produtividade agrícola, como o painço.

Estima-se que o potencial produtivo do etanol de celulose dos EUA corresponda a 11 milhões de barris de petróleo equivalentes (boe) por dia, o equivalente a cerca de 60% do consumo atual de petróleo daquele país. No entanto, apesar dos incentivos substanciais, os investimentos não estão seguindo o ritmo previsto pelos planos e mandatos fixados pelo *Energy Independence Security Act* de 2007. Embora os mandatos sejam direcionadores dos investimentos e promovam o financiamento por garantir a venda do produto, com a crise de 2008, os fundos disponíveis para energia limpa foram orientados para projetos de energia eólica e solar, que dispunham de maior apoio por parte do governo dos EUA.

Esse atraso levou a EPA (Agência de Proteção Ambiental do governo dos Estados Unidos) a reduzir o

volume do mandato estabelecido para 2010 e 2011 para 1,72 e 1,74 milhão de litros de etanol de celulose. O cronograma original fixa, para 2022, o mandato de 4,3 bilhões de litros de etanol de celulose. Mandatos envolvendo a oferta de etanol de celulose exigem que as empresas distribuidoras misturem volumes determinados do produto à gasolina. Uma penalidade incide sobre as empresas de petróleo caso a oferta de etanol de celulose não atenda ao volume previsto no mandato, levando-as a financiar a construção de plantas de etanol de celulose.

Os EUA atualmente lideram a pesquisa e desenvolvimento comercial de tais processos, mas, à medida que a produção em larga escala se mostrar comercialmente viável, o etanol de segunda geração tem o potencial de se tornar um dos principais componentes da matriz energética em nível mundial, sendo objeto de investimento nos grandes países produtores de etanol, como Brasil, China e Índia.

Políticas de subsídios à produção de etanol

Em alguns países, os subsídios à produção nacional de etanol têm funcionado como garantia de competitividade em face da gasolina e do etanol importado. No entanto, com a implantação de mandatos fixando a proporção de mistura à gasolina ou cotas para os diversos tipos de etanol, há uma garantia de mercado e os subsídios ficam caracterizados como apoio às condições locais de produção do etanol e barreira adicional ao etanol importado.

Nos Estados Unidos, um conjunto de subsídios federais e estaduais fornece incentivos ao longo da cadeia de valor do etanol. Além disso, uma tarifa de importação de US\$ 0,14/litro também contribui para garantir a competitividade do etanol de milho em face do produto importado. A política de subsídios ao etanol teve início na década de 1970, e hoje estima-se que, graças a isso, o etanol produzido nos EUA seja, em média, 30% mais barato. Entretanto, diante da frágil situação econômica e fiscal dos EUA, bem como ao crescente reconhecimento político de que o

etanol importado será necessário para atender à demanda futura, muitos acreditam que a tendência durante a próxima década envolverá a gradual redução dos subsídios.

De modo abrangente, a política comercial da União Europeia restringe a importação de biocombustíveis com uma tarifa de proteção ao etanol de 45% *ad valorem* (conforme o valor). Ao mesmo tempo, em 2008, por falta de matéria-prima, utilizou-se apenas 44% da capacidade de produção de etanol da União Europeia (de 5 milhões de toneladas). Isenções a impostos especiais de consumo, estimados em cerca de € 2,8 bi em 2008, contemplam o etanol produzido em vários países-membros.

Além disso, a União Europeia concede subsídios a investimentos em capacidade de produção que incluem tecnologias para a fabricação de etanol de segunda geração. Entretanto, a produção na região é incipiente em comparação com os grandes produtores, nos quais a sua política de subsídios tem relativamente menor impacto no mercado internacional.

Entre 1980 e 2008, ocorreu uma redução de 32%, ou 1,35% ao ano, no consumo global de energia, equivalente ao consumo atual somado dos Estados Unidos e da União Europeia

Medidas de eficiência e substituição energética

A intensidade energética (i.e., o volume de energia utilizado para gerar uma unidade de Produto Interno Bruto) vem se reduzindo em razão de (1) melhorias na eficiência energética, (2) substituição de combustíveis e (3) mudanças em indústrias intensivas em energia. Como consequência, entre 1980 e 2008, ocorreu uma redução de 32%, ou 1,35% ao ano, no consumo global de energia, equivalente ao consumo atual

somado dos Estados Unidos e da União Europeia.

Essa redução é diferenciada em cada país em função da estrutura econômica, da aplicação de medidas de eficiência energética, bem como de diversos fatores exógenos que incluem desde o modelo de urbanização (distância entre moradia e trabalho) e clima (necessidade ou não de climatização) até estrutura de produção (existência ou não de empresas intensivas em energia). Estima-se que diferenças na estrutura de produção respondam por quase 50% da variação de intensidade energética industrial entre países.

Boas perspectivas para o carro elétrico híbrido

A energia elétrica vem ocupando parcela crescente no consumo de energia. No Brasil, entre 1970 e 2009, a eletricidade passou de 5,5% para 16,6% do total, a uma taxa de crescimento de 0,6% ao ano. Nos países da OCDE, no período 1971-2008, o uso da eletricidade passou de 11% para 22% do consumo total de energia. Duas inovações devem ter efeito decisivo na ampliação da eletrificação na década de 2011-2020: a rede elétrica inteligente (*smart grid*) e o veículo elétrico.

A introdução do veículo elétrico terá início com o carro elétrico híbrido de tomada (PHEV na sigla em inglês), que deverá ganhar parcelas expressivas do mercado. O PHEV combina um pequeno motor a combustão interna com um motor elétrico, cuja bateria é carregada pelo motor a combustão. A introdução do veículo elétrico puro depende de redução no custo da bateria, processo que está sendo intensamente disputado por várias empresas e deverá ser concluído em 2020. As duas inovações indicam uma transição fundamental no modelo de negócios do setor.

O preço dos combustíveis e a tributação têm efeito negativo sobre a intensidade energética. Isso explica a intensidade mais elevada nos Estados Unidos, bem como em países que subsidiam os combustíveis e em países produtores de petróleo. Também explica a menor intensidade demandada por economias com elevada tributação do consumo, como na União Europeia.

No setor de transportes, a necessidade de ganhos de eficiência energética conjuga-se com os objetivos de segurança energética e de redução das emissões, gerando incentivos substanciais não somente à adoção de medidas de eficiência e tecnologias de redução do consumo, como também à substituição de fontes de energia. Dentre estas, as principais são o carro elétrico híbrido de tomada (PHEV), o etanol e o biodiesel.

Nos EUA, as metas governamentais, que vinham sendo implementadas pelo padrão *Cafe (Corporate Average Fuel Economy)* a uma taxa de crescimento de 2,2% ao ano, estão sendo intensificadas para que haja alinhamento com a meta da Califórnia de redução, em 2025, das emissões a 40%-50% do nível de 2016. Para isso, será necessário promover ganhos de eficiência de 3% a 6% ao ano no período 2016-2025. Ademais, prevê-se uma intensificação das vendas de veículos E85 (85% de etanol e 15% de gasolina), de forma a atender às metas mandatárias de consumo de etanol. Foram concedidos créditos federais a fabricantes que produzissem automóveis capazes de funcionar com combustíveis alternativos.

Na União Europeia, as metas de consumo de etanol não são mandatárias, uma vez que não há competência para definir parcelas

de mercado aos países-membros, apesar de uma diretiva de 2003 estabelecer uma parcela de 5,75% do mercado aos biocombustíveis em 2010. Recentemente, no entanto, países como a França, Alemanha, Áustria e Holanda fixaram metas mandatárias.

É importante também considerar a intensidade energética do setor industrial. Nos países da OCDE, entre 1990 e 2006, esse indicador sofreu uma redução de 32%, ou 2,3% ao ano, em decorrência principalmente de medidas de eficiência energética. No entanto, essa redução não foi uniforme. No Japão o país de maior redução, a eficiência é um tema de segurança energética, e medidas contínuas têm sido aplicadas para desvincular o consumo de energia do crescimento econômico. No período 1973-2007, enquanto o PIB do país duplicou, o consumo do setor industrial ficou constante.

Biodiesel: um mercado em expansão

O biodiesel é um combustível derivado de óleos vegetais ou gordura animal que pode ser misturado ao óleo diesel em proporções variáveis, geralmente 2%, 5% e 20% (indicadas por B2, B5 e B20) para aplicações similares às do óleo diesel. Na Alemanha, principal produtora e consumidora mundial, o biodiesel é consumido desde 1991.

Como no etanol, a expansão do mercado de biodiesel passa pela determinação mandatária dos níveis de

mistura ao óleo diesel e por incentivos à aquisição de veículos, bem como por subsídios à produção. Ainda assim, na União Europeia há um déficit de 20% da produção, tornando inevitável o recurso às importações.

No Brasil, há 48 usinas de biodiesel em funcionamento, e 42 utilizam a soja como matéria-prima. A participação da agricultura familiar na produção de biodiesel tem sido objeto de política diferenciada por parte do governo federal.

Para o final desta década, adotaram-se premissas de maior incerteza e menor crescimento médio, em função de limites físicos e financeiros à expansão global

Potencial de crescimento macroeconômico

A evolução da demanda por energéticos é fortemente atrelada ao crescimento macroeconômico. Por um lado, mais energia é demandada pelas empresas para viabilizar uma maior produção de bens e serviços; por outro lado, o crescimento econômico se traduz em maior renda disponível para as famílias, viabilizando um maior consumo de combustíveis, eletricidade e outros usos de energia. De fato, diversos estudos indicam que a elasticidade-renda do consumo energético é próxima a 1, ou seja, mantendo as condições inalteradas, um aumento percentual do Produto Interno Bruto de uma economia acompanha um aumento correspondente da demanda por energéticos¹.

Do ponto de vista da economia mundial, o fim da última década

foi especialmente turbulento. A trajetória de crescimento delineada em anos anteriores, até então considerada por muitos inabalável e destinada a se perpetuar, foi abruptamente interrompida por uma das maiores crises financeiras da história, que expôs a vulnerabilidade do sistema financeiro mundial.

Talvez o mais notável sobre a crise de 2008 tenha sido quão poucas mudanças ela acarretou. Seja por divergências técnicas em relação à sua causa e extensão, por difusão da responsabilidade ou devido à profusão de incentivos perversos e posturas equivocadas, a crise tem sido encarada de modo geral como uma ocorrência transiente. Diversos indivíduos e empresas que tiveram participações culposas no desenrolar dos eventos não foram devidamente responsabilizados, o grosso dos custos da recuperação econômica tem sido transferido direta ou indiretamente para os contribuintes, e pouquíssimas reformas efetivas ao sistema têm sido adotadas

ou mesmo discutidas nos fóruns adequados.

Este estudo não tem como objetivo modelar ou analisar em detalhe as trajetórias macroeconômicas para o futuro. Assim, optamos por basear nossas análises nos cenários prospectados pelo Fundo Monetário Internacional em seu *World Economic Outlook*. Esta publicação reflete a premissa de que os anos até 2015 serão marcados pela retomada do crescimento econômico, retornando gradualmente ao seu patamar pré-crise. Considerou-se que tal trajetória representa o “potencial de crescimento”, ou seja, a tendência mais provável na ausência de choques continuados, sejam estes de caráter cambial, geopolítico ou mesmo de disponibilidade energética. Para o final desta década, adotaram-se premissas de maior incerteza e menor crescimento médio, em função dos evidentes limites físicos e financeiros à expansão continuada do mundo em desenvolvimento no ritmo atual.

¹- Os efeitos que ocorrerão caso tal demanda não possa ser integralmente atendida, e seus reflexos sobre a atividade econômica possível, são abordados na seção seguinte.

Cenário cambial

Um aspecto relacionado, mas distinto, da trajetória de crescimento macroeconômico é o cenário cambial. Globalmente, a manutenção do dólar como moeda franca do comércio internacional vem se mostrando crescentemente frágil, em função da deterioração dos fatores que garantiram a ascensão e manutenção dessa moeda ao *status* de reserva de valor ao longo do século XX.

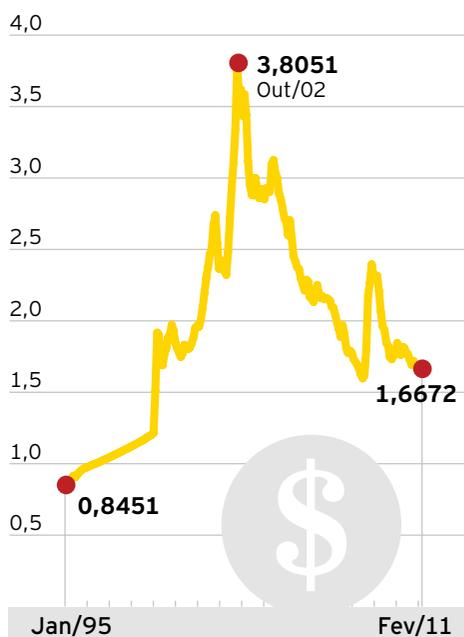
Talvez a principal questão envolva os níveis históricos de endividamento público e privado da economia americana, acoplados a uma expansão sistemática da base monetária (moeda fiduciária e crédito) cujos reflexos sobre os índices de inflação, de acordo com certos pesquisadores, têm sido sistematicamente mascarados. Acredita-se que a perda de valor do dólar responda por uma fração substancial dos aumentos de preços de *commodities* no mercado internacional, incluindo o petróleo.

Neste estudo, os preços estão denominados em valores constantes

de 2010, sendo possível abstrair da análise os efeitos inflacionários. Entretanto, a evolução do mercado brasileiro de combustíveis é prejudicada no comportamento do real *vis-à-vis* a moeda americana, que deve ser considerada como um *driver* à parte, possuidor de particular relevância nesse mercado.

Embora a perda de valor do dólar no âmbito mundial, junto da evolução da economia brasileira, tenha se refletido em uma tendência geral de valorização do real desde o pico histórico de 2002 (interrompida esporadicamente por choques de confiança - tais como, ironicamente, a própria crise financeira, originada nos EUA), a estrutura de demanda pela moeda brasileira ainda tem fragilidades e é excessivamente exposta a incertezas e a especulações. Ademais, há correntes segundo as quais o presente patamar de valor do real é incompatível com o nível de exportações desejável para um crescimento econômico robusto a longo prazo, sendo necessário um ajuste cambial. Desta forma, o cenário que se apresenta para a próxima década é de incerteza e potencial volatilidade.

Taxa de câmbio
R\$ / US\$ - Comercial -
Compra - Média



Nos EUA, o preço da gasolina segue trajetória aproximadamente paralela à dos preços internacionais, elevando-se em períodos de crise. Já no Brasil, o preço permanece estável

Política de preços da Petrobras

Para finalizar o elenco de *drivers* analisados, selecionamos um exemplo que é específico do mercado nacional de combustíveis, mas cujos impactos são de grande magnitude e se refletem muito além das suas consequências imediatas. A Petrobras tem praticado uma política de estabilização real dos preços internos dos derivados de petróleo, não repassando variações consideradas transientes e reduzindo efetivamente a exposição da economia nacional a choques nos preços internacionais do petróleo.

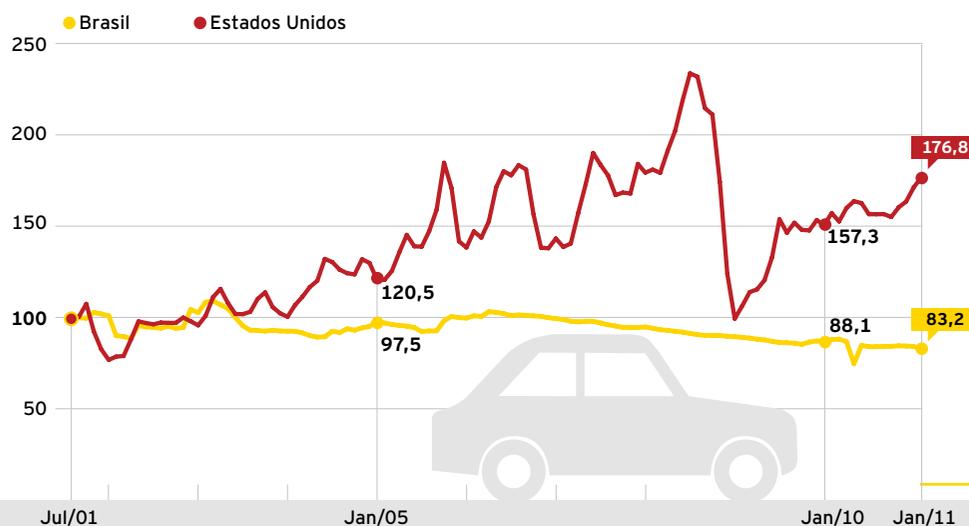
Essa política se evidencia em momentos de elevação rápida dos preços, como ocorreu em diversos momentos da década passada. É possível observar que o preço da gasolina nos Estados Unidos - país que não pratica o controle de preço - segue trajetória aproximadamente paralela à dos preços internacionais da matéria-prima, elevando-se em períodos de crise, enquanto o preço observado no Brasil permanece relativamente estável.

O nível de descolamento dos preços internos dos derivados do petróleo tem implicações significativas sobre os mercados energéticos nacionais, de forma que a trajetória futura dos

preços do petróleo e derivados para o mercado brasileiro depende criticamente das premissas adotadas sobre o comportamento da Petrobras. Este comportamento é desvinculado dos preços internacionais (em função da viabilidade política e financeira de continuar assumindo esses custos), mas também é influenciado por outras considerações, como o papel da estabilização de preços no esquema mais amplo das políticas econômicas do governo.

Considerou-se, neste levantamento, a possibilidade de que, durante a presente década, a Petrobras realize uma transição rumo a um regime de preços mais compatível com a realidade internacional. Em tal regime, a Petrobras efetivamente passaria a agir como um *price-taker* em um mercado competitivo, estipulando um *mark-up* necessário para cobrir custos tributários, margens de transporte e comércio e ajustando os preços internos de acordo com as variações nas cotações internacionais. Dentro das análises e simulações realizadas, o ano no qual tal transição de regimes se iniciará foi identificado como sendo o parâmetro mais relevante.

Preço da gasolina ao consumidor (julho de 2001=100)

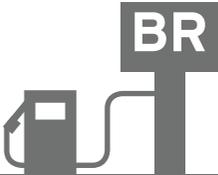


Índices de preços normalizados; preços no Brasil e nos EUA em julho de 2001 = 100.

Cenários assumidos

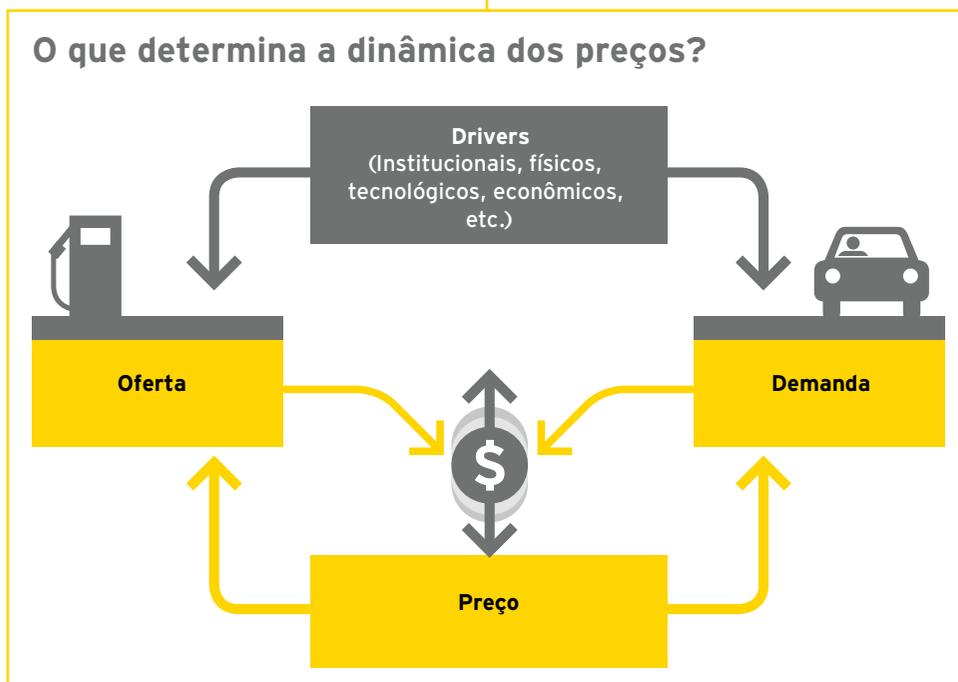
	 Ampliação da oferta de petróleo	 Ampliação da capacidade produtiva de etanol	 Políticas de subsídios à produção de etanol
Cenário A Cenário extremo: com variáveis abaixo da taxa histórica.	 Mundo: Mesmo com fontes novas (pós-2016), incorporação insuficiente para atender à demanda projetada.  Brasil: Incorporação do pré-sal aquém do previsto.	Falta de investimentos; ampliação 5% inferior à projetada no cenário B.	Redução de 1/3 até 2015; eliminação até 2020.
Cenário B Cenário baseline: com variáveis semelhantes à taxa histórica.	 Mundo: A partir de 2016, incorporação passa a atender à demanda projetada.  Brasil: Incorporação do pré-sal conforme previsto.	Em 2020  Mundo: 25 bi/ano  EUA: 75 bi/ano  Brasil: 60 bi/ano	Redução de 1/3 até 2015 e de 2/3 até 2020.
Cenário C Cenário extremo: com variáveis acima da taxa histórica.	 Mundo: Incorporação suficiente para recompor capacidade ociosa.  Brasil: Incorporação do pré-sal ligeiramente além do previsto.	Incorporação acelerada do etanol de segunda geração; ampliação 20% a 50% superior à projetada no cenário B.	Sem reduções.

O estudo designou as possíveis trajetórias para cada *driver*, caracterizadas por meio de três cenários: um *baseline* e dois extremos (referidos aqui como A, B e C). Cada *driver* é considerado como um grupo de variáveis independentes das demais, de forma que a plausibilidade dos cenários deve ser considerada de forma isolada para cada *driver*. Vale notar ainda que os cenários A e C representam

			
Medidas de eficiência e substituição energética	Potencial de crescimento macroeconômico	Cenário cambial	Política de preços da Petrobras
<ul style="list-style-type: none">  Carros elétricos até 2020: 4 milhões (3 mi nos EUA).  Etanol alcança: 3% do consumo de combustíveis no mundo (4% nos EUA, 25% no Brasil).  Ganhos de eficiência: Abaixo da taxa histórica. 	<p>Estagnação ou crescimento de até 1% ao ano no mundo e nos EUA; crescimento no Brasil em torno de 3% ou 3,5% ao ano.</p>	<p>Patamar próximo ou inferior ao atual (R\$ 1,60 a 1,66).</p> 	<p>Transição de regimes a partir de 2011.</p>
<ul style="list-style-type: none">  Carros elétricos até 2020: 5,1 milhões (3,7 mi nos EUA).  Etanol alcança: 3,5% do consumo de combustíveis no mundo (4,5% nos EUA, 30% no Brasil).  Ganhos de eficiência: Iguais à taxa histórica. 	<p>Recuperação pós-crise (FMI) Crescimento médio de 3% ao ano de 2016 a 2020 no mundo, e de 2% nos EUA; no Brasil, alta de 4% ao ano.</p>	<p>Patamar projetado pelo mercado (R\$ 1,71 a 1,78).</p> 	<p>Transição de regimes a partir de 2015.</p>
<ul style="list-style-type: none">  Carros elétricos até 2020: 8 milhões (6 mi nos EUA).  Etanol alcança: 4% do consumo de combustíveis no mundo (5% nos EUA, 35% no Brasil).  Ganhos de eficiência: Acima da taxa histórica. 	<p>Crescimento acelerado de 5% ao ano no mundo e de 3% a 3,5% nos EUA. Brasil deve ter alta anual entre 4% e 5%.</p>	<p>Patamar próximo à média pós-2003 (R\$ 2,00 a 2,20).</p> 	<p>Não ocorre transição de regimes.</p>

os extremos de uma gama de diversas possibilidades, elaborados de forma a ser consistentes com as projeções quantitativas e qualitativas reunidas acima. Este estudo não pretende produzir afirmações categóricas em relação aos valores máximos e mínimos que qualquer indicador ou variável possa alcançar nos anos futuros.

Projeções e cenários para a oferta e a demanda



(Modelo Integrado de Projeções Energéticas), por meio do qual foi possível realizar projeções e obter cenários consistentes, trajetórias verossímeis e intervalos de confiança probabilísticos em relação aos preços dos energéticos estudados no período 2011-2020.

Em cada um dos mercados analisados, podemos identificar quais, dentre esses *drivers*, devem ser considerados mais relevantes e ser acompanhados com mais atenção pelos *stakeholders* e tomadores de decisão. Esses resultados são alcançados por meio de uma análise segundo a qual a variação de cada *driver* em separado - mantendo os demais constantes - se traduz em um intervalo de variação de indicadores selecionados. Assim, podemos afirmar que o impacto de um *driver* sobre um dado mercado depende não somente da sensibilidade da oferta e demanda àquele *driver*, mas também do intervalo de variação considerado aceitável para o mesmo. Por exemplo, parâmetros físicos e técnicos, cuja evolução a médio prazo está associada a um grau de incerteza relativamente baixo, podem ter menor impacto, medido dessa forma, do que parâmetros econômicos, que afetam os mercados de forma menos sistêmica, mas que estão associados a graus de incerteza bastante altos.

Conhecendo as cadeias de transmissão

Tendo identificado e analisado os sete principais *drivers* dos preços de energéticos que atuarão a médio e longo prazo nesta década, este capítulo busca identificar e analisar as cadeias de transmissão por meio das quais os efeitos desses *drivers* se refletem em impactos sobre a oferta e demanda.

Para quantificar tais cadeias, a FGV Projetos utilizou o Mipe

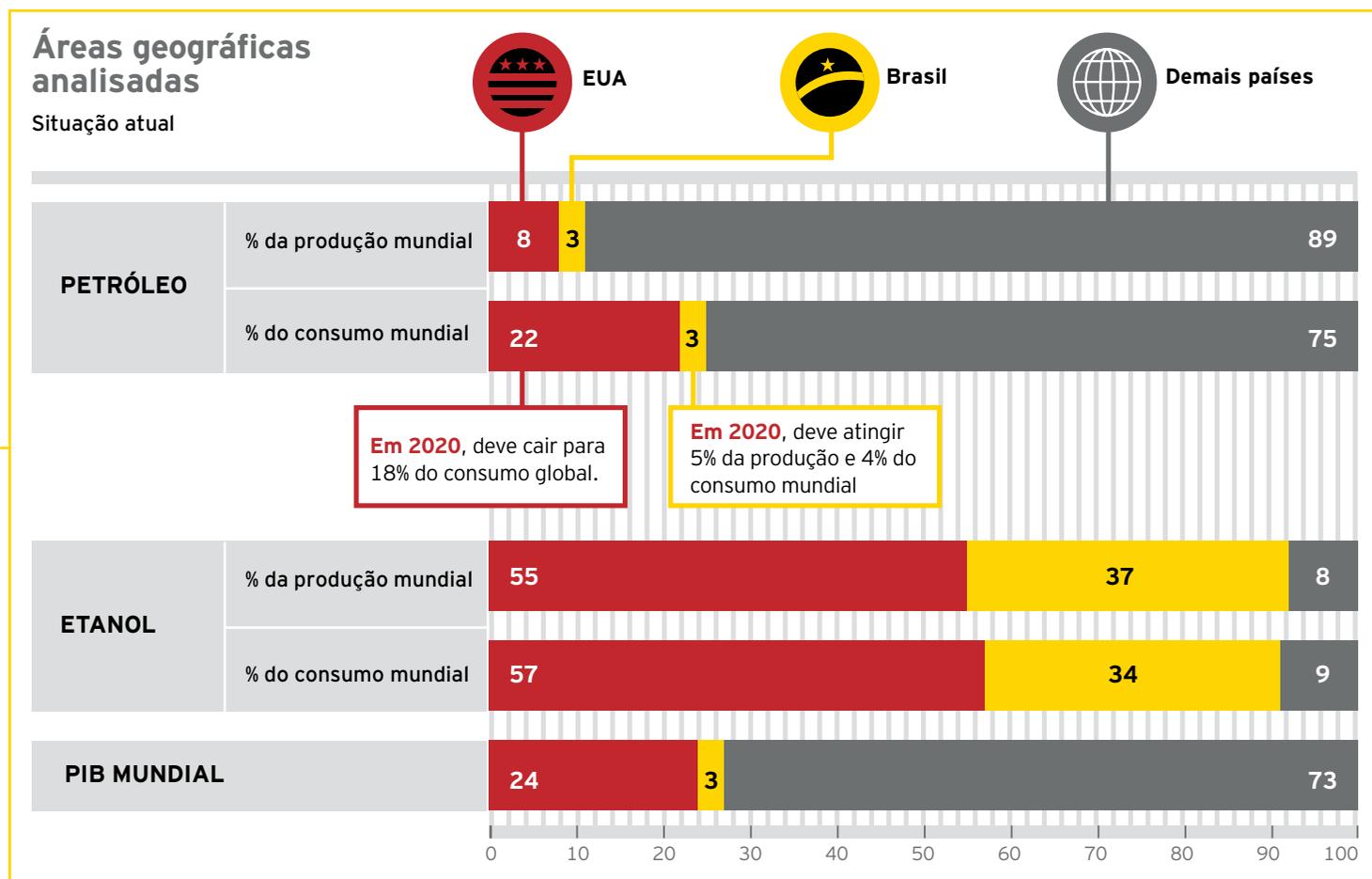
O que determina a dinâmica dos preços?

Sabemos que os mercados nacionais e mundiais de energéticos são substancialmente interconectados e, como visto anteriormente, impactados por diversas variáveis técnicas, econômicas e político-institucionais. De forma a

sistematizar essa complexidade, cada mercado é modelado no Mipe por meio de componentes separados de oferta e demanda, cuja interação causa as variações de preços.

Um dos objetivos deste estudo é compreender não somente as dinâmicas de preços globalmente, como também o comportamento dos mercados nacionais cujas interações estruturam a oferta e demanda

global por energéticos. Para ilustrar as possibilidades decorrentes de tal análise desagregada, destacamos três áreas geográficas: os Estados Unidos (maior produtor e consumidor mundial de etanol, além de maior consumidor mundial de petróleo) e o Brasil (segundo maior produtor e consumidor de etanol, além de maior exportador de etanol). A terceira área corresponde aos demais países do mundo.



Oferta

Historicamente, a dinâmica dos preços de petróleo tem sido influenciada pelo poder de mercado exercido por países referidos como *swing producers* (i.e., capazes de ampliar ou reduzir rapidamente a produção): primeiro os EUA, posteriormente a Opep e, em particular, a Arábia Saudita. Graças não somente ao seu expressivo *market share*, como principalmente à substancial capacidade ociosa, os *swing producers* foram capazes em diversos momentos de controlar os preços no mercado internacional, ou, ao menos, de retardar movimentos de redução de preços.

Entretanto, embora a Opep continue respondendo por uma fração elevada da produção mundial, o cenário que se desenha para o médio e longo prazo é qualitativamente distinto. De fato, quatro décadas após o pico da produção americana de petróleo diante da possibilidade de que alguns países produtores estejam atravessando seu próprio pico, deve-se supor que a oferta futura de petróleo será mais pulverizada e insuficiente para permitir a formação do massivo excedente de capacidade que viabilizava a atuação dos *swing producers* no passado.

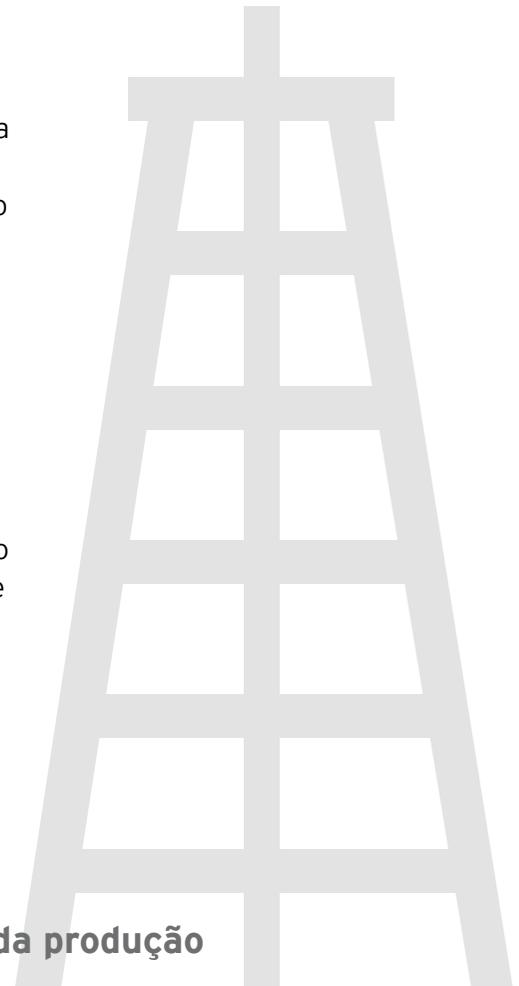
Desta forma, o comportamento da oferta de petróleo no Mipe é modelado de forma essencialmente

Peak Oil: incerteza crescente sobre os limites físicos da produção

Entende-se por *peak oil* o momento no qual a produção de petróleo em uma dada região atinge seu máximo histórico. Novas descobertas ou tecnologias de recuperação podem prolongar a vida útil dos recursos ou gerar “picos sobrepostos”, o que não invalida a conclusão de que o petróleo, tal como o gás natural, é um recurso finito. Essa foi a constatação nos EUA durante a década de 1970, quando o declínio da produção nacional se mostrou inexorável, trazendo consigo uma perigosa dependência de petróleo importado.

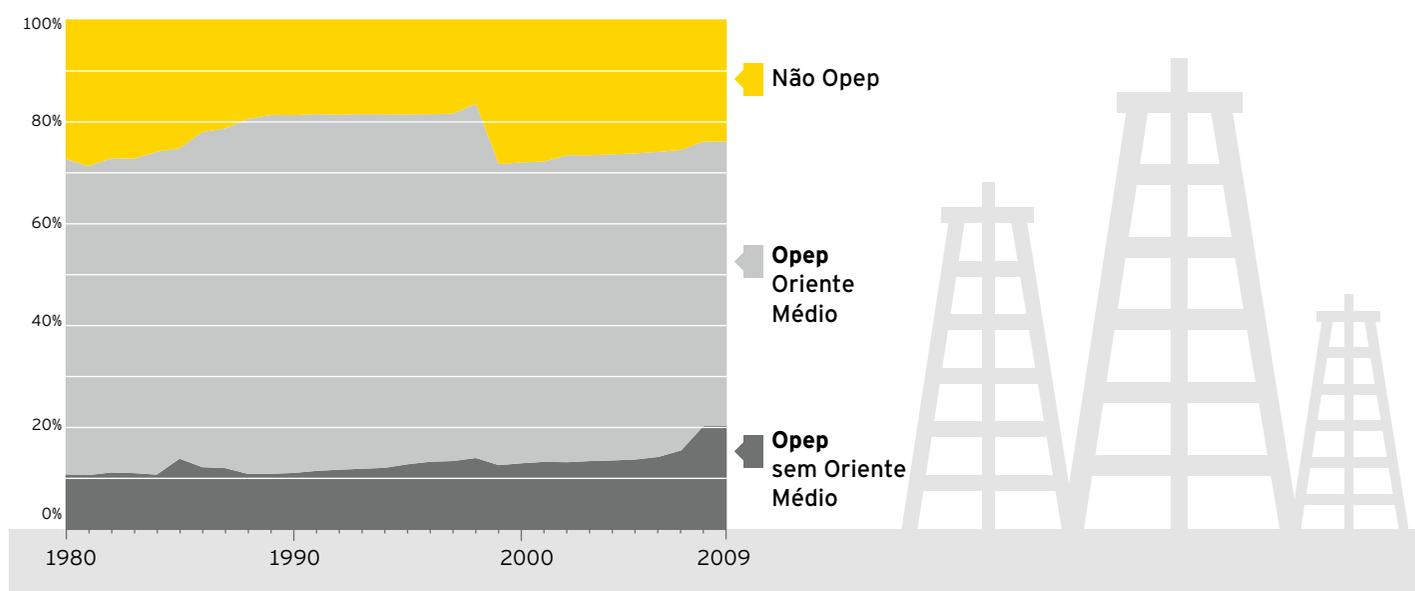
Em nível mundial, se torna cada vez mais claro que as estimativas de reservas dos países da Opep, entre

outros, estão artificialmente infladas e manipuladas, o que pode ocultar a ocorrência de picos em diversos países produtores. As reservas provadas, conforme divulgadas pelas petrolíferas e países produtores, mostram evidências de manipulação estatística. Embora tais países continuem produzindo a todo vapor e não divulguem descobertas relevantes de novos poços, as reservas divulgadas frequentemente se mantêm estáveis ou sofrem saltos repentinos sem justificativa. Mesmo que tal opacidade não oculte um cenário de falta imediata de recursos, é inegável que as novas reservas, se e quando encontradas, serão de petróleo de menor qualidade e maior custo de produção.



À medida em que as fontes de petróleo mais baratas são exauridas e repostas pela incorporação de fontes de mais difícil extração, há uma elevação no custo de produção

Participação nas reservas de petróleo



competitiva, ou seja, em função da expansão de capacidade e custos de produção. Adicionalmente, a partir da observação de que as reservas mais baratas são aquelas que são primeiro descobertas e exploradas, foi possível modelar a dinâmica dos custos de produção. À medida que as fontes de petróleo mais baratas são exauridas e repostas pela incorporação de fontes de mais difícil extração, o custo de produção marginal se eleva, ocasionando um deslocamento paulatino mas inexorável da curva de oferta para a direita, independentemente do aumento ou não da capacidade total.

Em contraste, o etanol, por ser uma fonte renovável de energia, tem a dinâmica da sua curva de oferta dissociada do volume de produção ou incorporação de capacidade, e definida essencialmente por fatores exógenos, sejam técnicos (tecnologia de produção, características físico-climáticas da região produtora, entre outros), econômicos (custos de insumos, mão de obra e outras despesas operacionais) e político-institucionais (políticas agrícolas e energéticas). No âmbito da produção de etanol nos EUA e no resto do mundo, optamos por focar em dois desses fatores,

a saber, o preço do petróleo (cujos derivados - fertilizantes, herbicidas, diesel e óleo combustível - são amplamente utilizados em todas as atividades agroindustriais) e as políticas de subsídios ao etanol combustível, especialmente nos EUA. Em contraste, no Brasil, o fator considerado como mais relevante é a capacidade, por parte de grande parte das usinas, de direcionar sua produção entre o etanol e o açúcar, de acordo com os preços relativos dessas duas *commodities*.

Embora os mercados mundiais de petróleo e etanol tenham uma estrutura essencialmente competitiva, em muitos países eles são fechados e controlados por monopólios, sejam esses originados de questões legais ou do próprio mercado. Em particular, no Brasil, como discutido anteriormente, o governo e a Petrobras implementam conjuntamente uma política de preços para os derivados de petróleo cujo objetivo nominal é “proteger” os consumidores da volatilidade do mercado internacional.

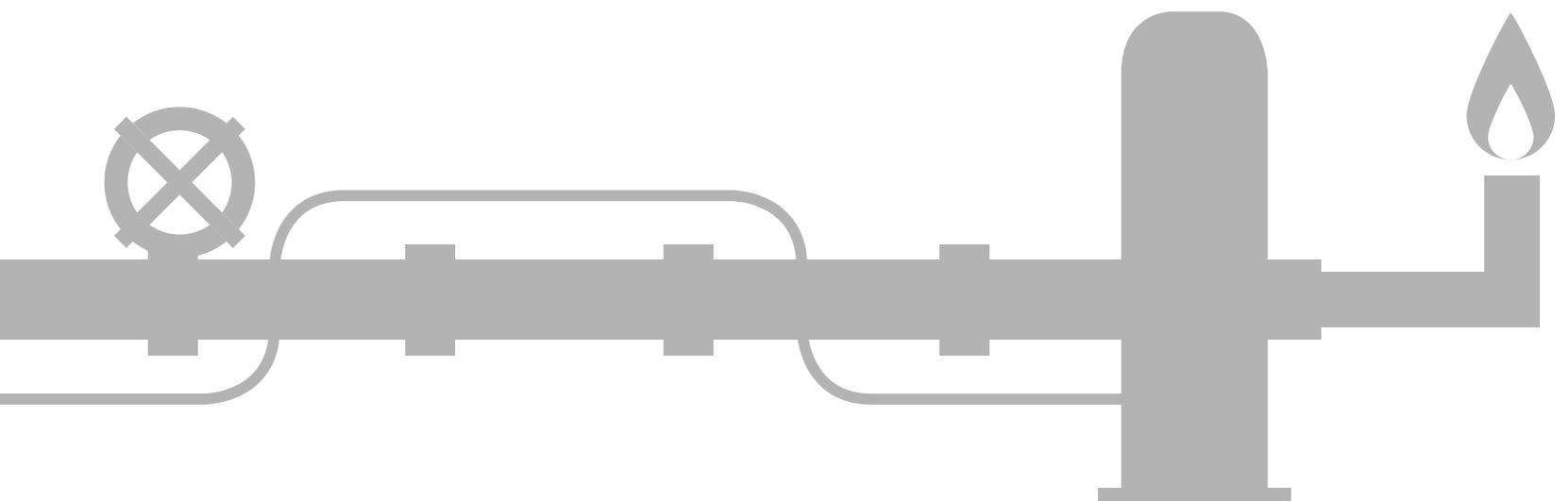
Tal política é modelada, no presente estudo, por meio de uma regra de decisão na qual a Petrobras controla o *mark-up* do preço da gasolina, ou seja, o diferencial entre o preço praticado internamente e o “preço justo” ditado pelo

mercado internacional (ajustado para diferenças em margens de transporte, comercialização e carga tributária). Enquanto esse *mark-up* permanece dentro de um intervalo considerado “aceitável” (estimado a partir das séries históricas), o preço é mantido constante. Caso o preço internacional se desvie de forma a fazer com o que o *mark-up* saia do “intervalo aceitável”, o preço no mercado interno é reajustado *pari passu*.

Embora tal regra de decisão tenha sido mantida ao longo das condições bastante diversas que o mercado enfrentou ao longo na última década, muitos acreditam que a longo prazo tal política não é sustentável e deverá ser relaxada gradualmente mais cedo ou mais tarde. Assim, o *timing*

dessa transição é um dos fatores que determinam em que medida o mercado brasileiro se alinhará ao internacional até 2020. Especificamente, quanto mais essa mudança de regime for adiada, mais os preços praticados no final da década estarão próximos em relação aos de hoje em dia.

Como veremos adiante, a política de preços da Petrobras tem impactos substanciais também sobre o mercado de etanol. Sendo o Brasil um mercado relativamente fechado no que se refere ao álcool, os produtores de etanol dispõem não somente da opção de produzir açúcar, como também de priorizar o mercado externo de etanol em relação ao nacional, em função do diferencial entre as cotações interna e internacional do produto.



O grau de importância que o etanol possui como energético no Brasil não tem paralelo em nenhum outro país na atualidade, sendo resultado de um processo histórico

Demanda

Os dois energéticos estudados têm como principal destino o consumo no setor de transportes - o petróleo na forma de derivados como a gasolina, o óleo diesel e o querosene de aviação; o etanol como combustível ou como aditivo. Os ganhos de eficiência energética que se esperam, à medida que novas práticas e tecnologias são desenvolvidas e que antigas medidas são postas em uso, terão impactos sobre a demanda por combustíveis em todas as suas formas².

No Brasil, a demanda por combustíveis no setor de transportes é crescentemente impactada pela interação entre o consumo de gasolina e de etanol - especialmente devido à crescente adoção dos motores flex. Como dito na Apresentação, um dos objetivos do estudo é iluminar essa interação, de modo que

esses dois combustíveis recebam especial atenção³.

A tecnologia flex permite ao motorista escolher o combustível com preço efetivo mais baixo (possivelmente contabilizando não apenas a eficiência energética, como também diferenciais de custo de manutenção ou outros aspectos). Assim, a demanda por quilometragem da crescente frota flex se traduz em uma demanda pelo combustível com menor preço efetivo no momento em questão, caracterizando um modelo de substituição quase perfeita.

Entretanto, o impacto desse poder de substituição sobre o mercado de etanol é parcialmente amortizado, uma vez que a gasolina no Brasil conta também com uma proporção substancial (20% a 25%) de etanol anidro em sua mistura. Assim, qualquer eventual aumento da participação da gasolina reduz,

por um lado, a demanda por etanol hidratado, mas simultaneamente aumenta (embora em escala menor) a demanda por etanol anidro.

Como visto anteriormente, o grau de importância que o etanol possui como energético no Brasil não tem paralelo em nenhum outro país na atualidade, sendo resultado de um processo histórico no qual confluíram fatores político-institucionais (o programa Pró-Álcool), mercadológicos (os altos preços relativos do petróleo e derivados no país) e técnicos (o grande potencial físico e tecnológico nacional para o cultivo de cana-de-açúcar, bem como a base agroindustrial já existente).

No resto do mundo, o mercado de etanol ainda está em um estágio inicial, e o produto se insere em um portfólio crescente de alternativas energéticas, das quais a mais premente, no futuro próximo, é a eletrificação da frota.

² - O consumo para outras finalidades (como aquecimento e indústria química), apesar de relevante e expressivo, tem um comportamento mais linear e foi modelado de forma simplificada, impactada apenas pelos ganhos de eficiência energética, elasticidade-PIB e elasticidade-preço.

³ - O consumo de outros combustíveis derivados de petróleo é modelado de forma linear, também como função dos ganhos de eficiência energética, elasticidade-PIB e elasticidade-preço. Idem para o consumo da frota não flex, ou seja, dos automóveis restantes movidos apenas a gasolina ou a etanol, bem como automóveis movidos a GNV (gás natural veicular). O biodiesel é produzido essencialmente para consumo da frota nacional, de acordo com misturas fixadas por leis e resoluções federais. Assim, sua dinâmica de demanda é essencialmente atrelada à do diesel, razão pela qual não se considerou esse combustível de forma desagregada.

Petróleo e etanol: variáveis que afetam o comportamento no mundo

Como discutido anteriormente, o Brasil é uma economia relativamente fechada, na qual os preços dos combustíveis ao consumidor são administrados e sujeitos à influência direta do governo e da Petrobras. Nos EUA, em contraste, os preços dos derivados de petróleo, bem como do etanol, acompanham as trajetórias dos mercados internacionais. Desta forma, dentro do âmbito do estudo, isolamos quatro variáveis de interesse, correspondentes às diferentes trajetórias dos energéticos nos mercados brasileiro e mundial.

Duas delas, referentes à precificação dos combustíveis no mundo, serão tratadas nas próximas páginas. E aquelas referentes à formação de preço especificamente no Brasil serão detalhadas no próximo capítulo.

Petróleo no mundo: rumo a um novo patamar de preços

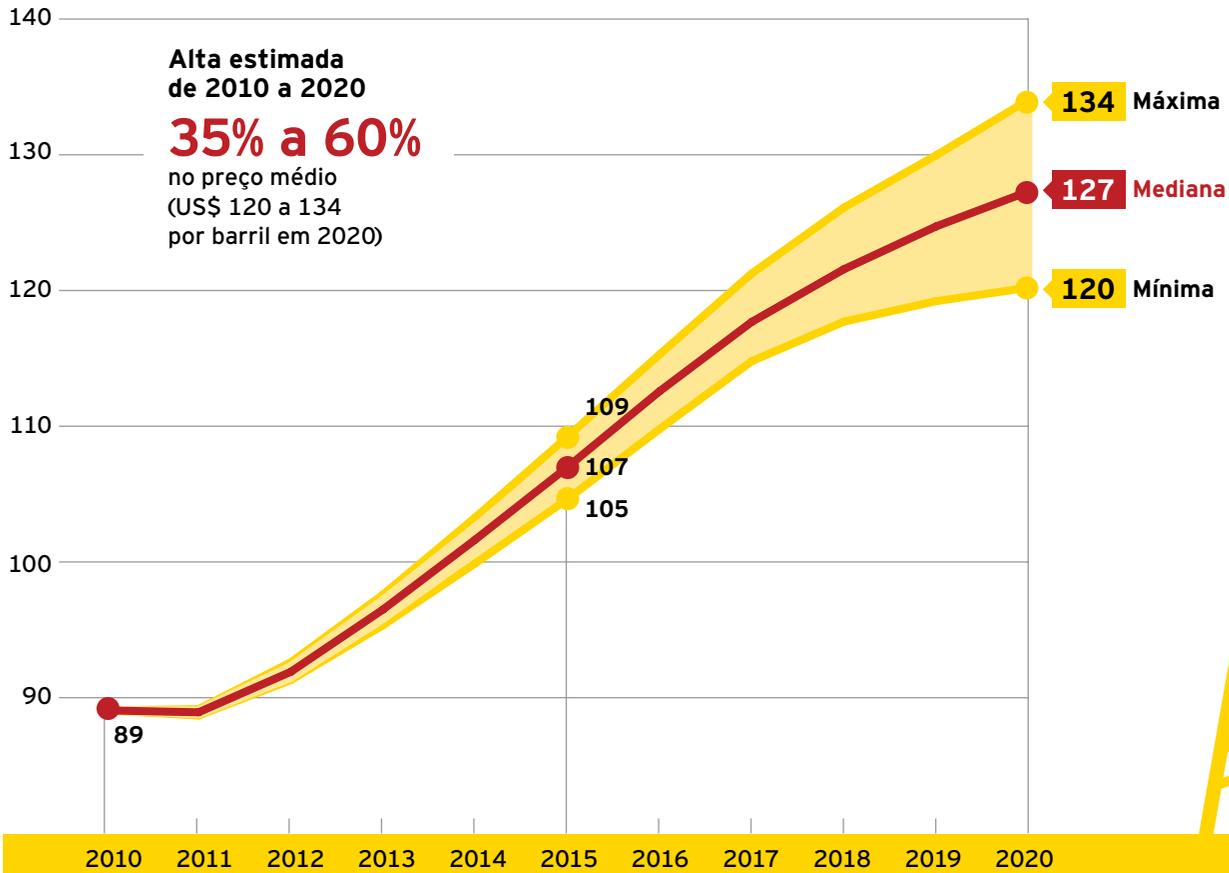
A primeira variável de interesse a ser analisada é o preço do petróleo no mercado internacional (medido em US\$ de dezembro/2010 por barril do óleo *West Texas Intermediate*). Como visto, o mercado do petróleo nesta década será marcado pela interação entre uma demanda crescente, movimentos incipientes e insuficientes de substituição e eficiência energética, um crescimento econômico ainda dependente do petróleo, e uma expansão de oferta incerta e concentrada no período pós-2015.

Em função desses fatores, o preço do petróleo tende a subir continuamente já a partir de 2011. De 2017 em diante, à medida que a maior parte das novas reservas entrar em operação e que as medidas de substituição e eficiência energética finalmente começarem a alinhar a demanda desejada à oferta viável, esse movimento de escalada começará a se arrefecer.

O gráfico de dispersão ao lado representa a gama de diferentes trajetórias geradas pelo Mipe para o preço do petróleo no período 2011-2020, após a execução de um grande número de simulações. A cada ano, o modelo calcula os valores mínimo, máximo e mediano dentre todos os valores obtidos nas simulações daquele ano e representa os mesmos no gráfico.



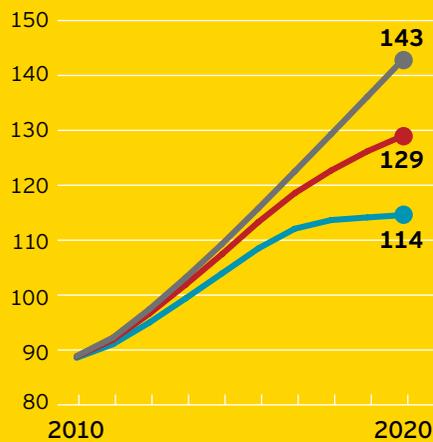
Cenário de preço do petróleo no mercado internacional Em US\$



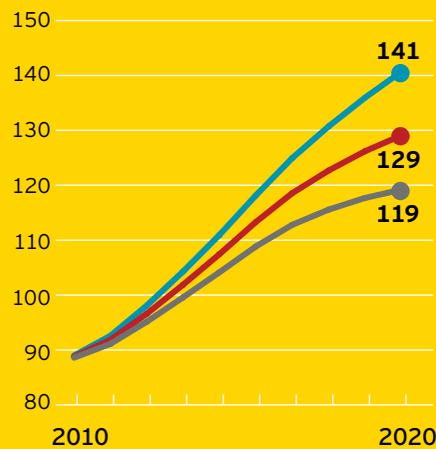
Impacto dos principais drivers no mercado de petróleo Em US\$

● Cenário A ● Cenário B ● Cenário C

Potencial de crescimento



Eficiência e substituição



Ampliação da oferta



Trajetórias do preço de petróleo nos cenários A, B e C são definidos para cada driver (ver página 18). Em cada gráfico apenas o driver em questão varia; os seis demais fatores são mantidos constantes.

Entretanto, o patamar de custo de produção dos novos barris será muito superior ao disponibilizado pela oferta atual, o que impedirá um recuo dos preços de volta

ao seu patamar anterior. Estima-se, para 2020, um preço médio 35% a 60% superior do que a média registrada em 2010 em termos reais (US\$ 120 a 134 por barril).

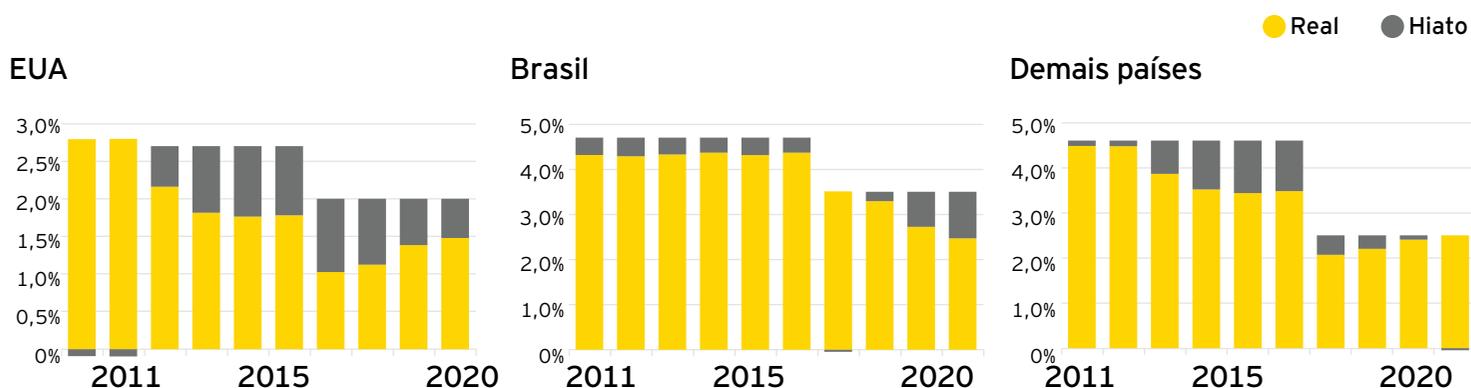
Dentro desse intervalo de trajetórias, os *drivers* de maior impacto individual são, em ordem decrescente: o potencial de crescimento econômico (respondendo por um *range* de variação de US\$ 28/barril em relação ao cenário *baseline*); a inclusão de medidas de eficiência e substituição (*range* de US\$ 21/barril); e a ampliação da oferta (US\$ 7/barril). Nota-se que, embora os intervalos factíveis para esses *drivers* tragam incerteza à trajetória, a característica de escalada e posterior estabilização dos preços é equivalente em todos os casos ilustrados.

Consequências macroeconômicas do novo regime de preços

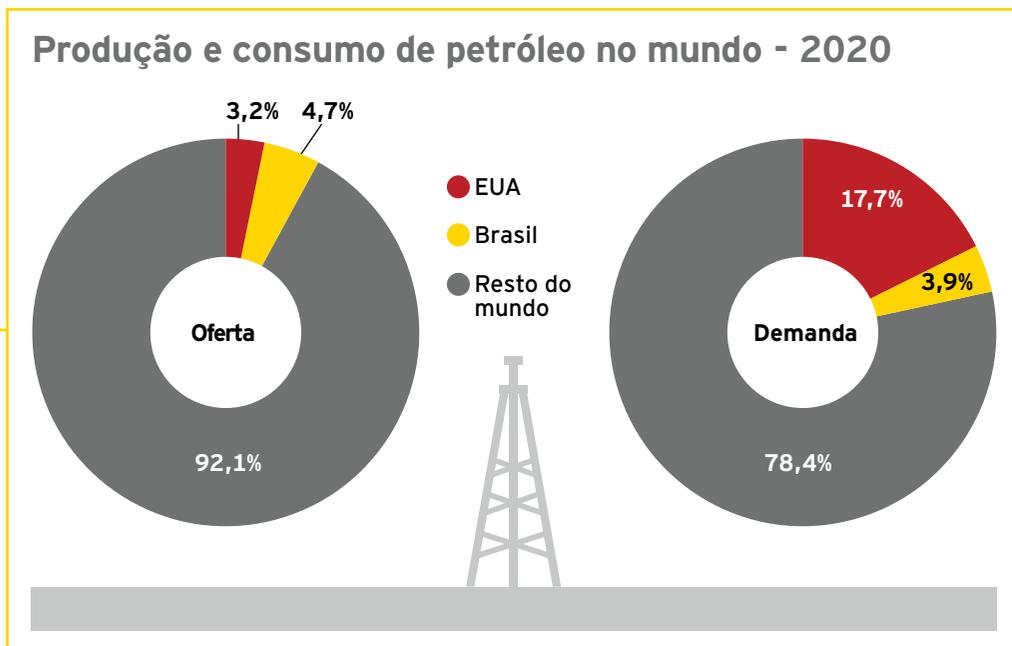
Com base em evidências econométricas robustas e na experiência dos choques de petróleo da década de 1970, sabe-se que o papel do petróleo como principal fonte de energia primária no mundo se traduz em uma significativa sensibilidade do crescimento econômico ao preço de mercado desses energéticos. Em consequência, pode-se afirmar que a crescente indisponibilidade de “oferta barata” de derivados de petróleo será um fator limitante para o desenvolvimento de praticamente todas as economias.

Estima-se que tal restrição se traduzirá em um hiato de 0,52 ponto percentual em relação ao crescimento potencial do PIB mundial a cada ano ao longo do período 2011-2020. Esse hiato será maior em alguns países, como os EUA (hiato médio de 0,61 p.p. por ano), e menor em outros, como o Brasil (hiato de 0,42 p.p. por ano).

Restrição de oferta de petróleo em relação ao crescimento do PIB mundial



Estima-se para 2020 um aumento no preço do petróleo de 35% a 60% em relação à média registrada no ano de 2010 (US\$ 120 a 134 por barril)



Evolução regional e mundial do consumo e produção de petróleo

Projeta-se que o consumo mundial de petróleo em 2020 seja de aproximadamente 85 milhões de barris/dia, representando um crescimento total de cerca de 2% em relação a 2010. Esse baixo crescimento é consistente com o cenário de restrições de oferta e custos de produção crescentes delineado acima. A expansão no consumo de petróleo ocorrerá principalmente em países em desenvolvimento, como o Brasil, que, com uma expansão de 29% na sua demanda, passará a representar 4% do consumo mundial em 2020. O mundo desenvolvido deve, em geral, verificar uma retração na sua demanda. Os EUA, por exemplo, reduzirão seu consumo de petróleo em 15% no período, mas continuarão sendo o maior consumidor individual, com uma participação de quase 18%.

Em paralelo, a expansão na produção ocorrerá principalmente em novas fronteiras petrolíferas, como o pré-sal brasileiro, que até 2020 expandirá em 77% a oferta efetiva do país. Incorporações substanciais como essas, que levarão o Brasil a produzir quase 5% do petróleo mundial, serão necessárias para compensar a redução de reservas em várias áreas produtoras.

É importante ressaltar que, com os elevados custos de produção das novas reservas incorporadas, a expansão de capacidade não será integralmente convertida em incremento de oferta efetiva, havendo reservas de petróleo fisicamente acessíveis, mas ainda economicamente inviáveis dentro dos patamares de preço projetados.

Etanol no mundo: a escalada de uma fonte alternativa

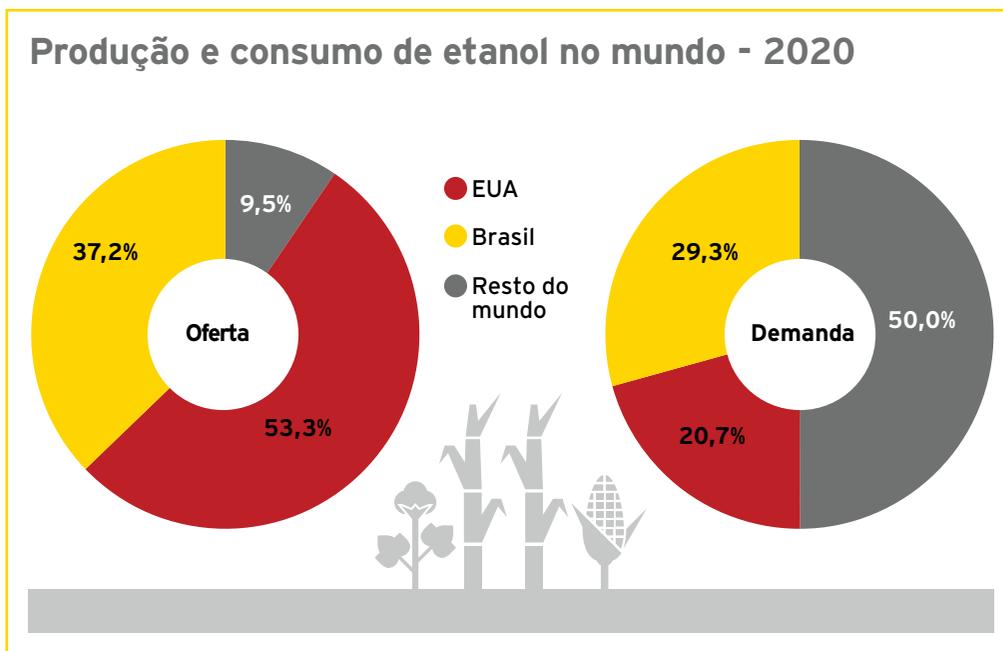
Um dos objetivos das medidas político-institucionais discutidas anteriormente é que parte significativa do consumo de petróleo passe a ser substituída pelo consumo de energéticos alternativos, dentre os quais um dos principais candidatos é o etanol. De fato, as metas (mandatórias ou não) adotadas em grande parte do mundo desenvolvido envolvem o crescimento em ordens de grandeza do consumo desse energético até 2020.

Entretanto, a estrutura produtiva do etanol, globalmente, não está dimensionada para atender a essa nova demanda, e a sua expansão enfrenta limites físicos e geopolíticos, como a disponibilidade de terra adequada ao cultivo, em países exportadores viáveis, além da competição com a produção de alimentos. Embora se espere um grande ganho de produtividade industrial com a introdução do etanol de segunda geração, tal ganho só ocorrerá no fim da década. Até então, o cenário que se desenha é de crescente descompasso entre oferta e demanda, com uma consequente escalada dos preços. Em 2020, o preço médio real do boe (barril de

petróleo equivalente) de etanol deve variar de US\$ 292 a US\$ 374, valor 99% a 154% maior do que o atual.

Os *drivers* de maior impacto sobre o *range* de cenários possíveis para o mercado mundial de etanol são:

o potencial de crescimento econômico (responsável por um *range* de US\$ 78/boe); a expansão da capacidade de produção do etanol (range de US\$ 53/boe); e a trajetória dos subsídios a esse energético (US\$ 47/boe).

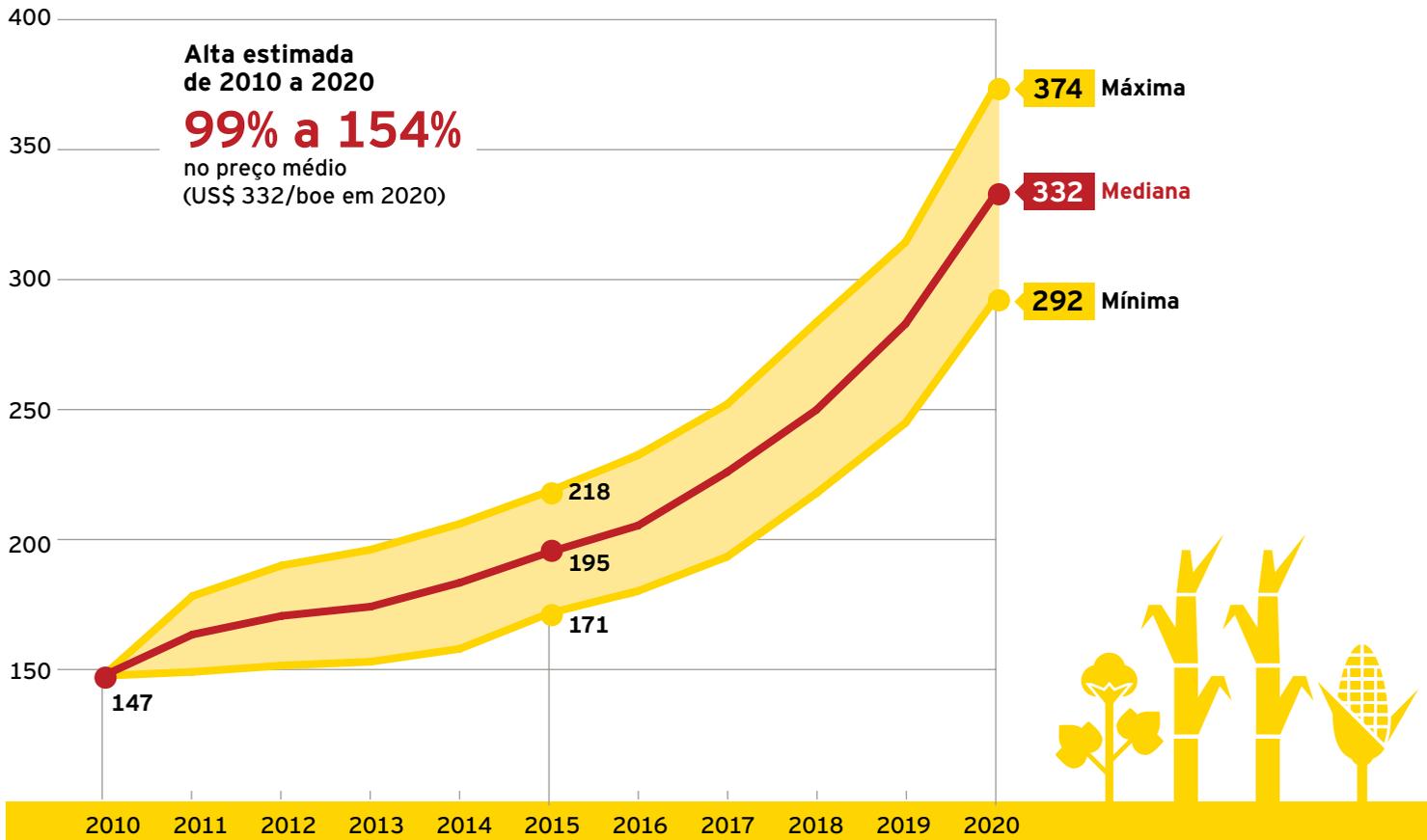


Evolução do consumo e produção de etanol

Em função da crescente substituição de fontes fósseis de energia, o consumo de etanol crescerá até 2020, alcançando 2 milhões de boe/dia, ou 177,7 bilhões de litros/ano, um volume 148% superior ao consumido em 2010. À medida que países com demanda incipiente por etanol passam a obter uma fração de sua energia a partir dessa fonte, o resto do mundo (países fora EUA e Brasil) passa a consumir 50% do etanol produzido. Essa nova demanda irá gerar uma expansão na capacidade de produção ao redor do mundo.

Cenário de preço do etanol no mercado internacional

Em US\$

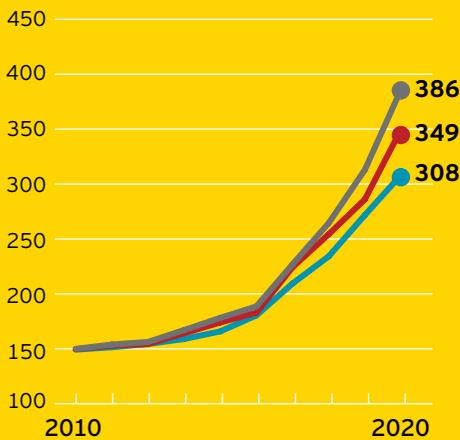


Impacto dos principais drivers no mercado de etanol

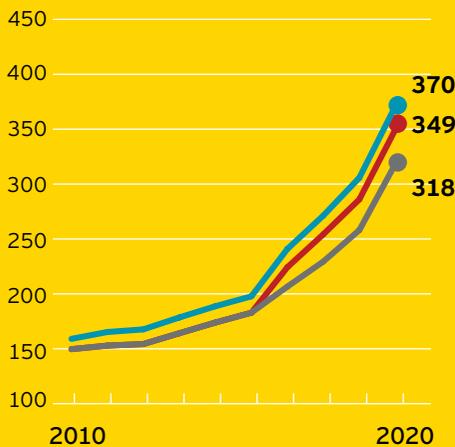
Em US\$

● Cenário A ● Cenário B ● Cenário C

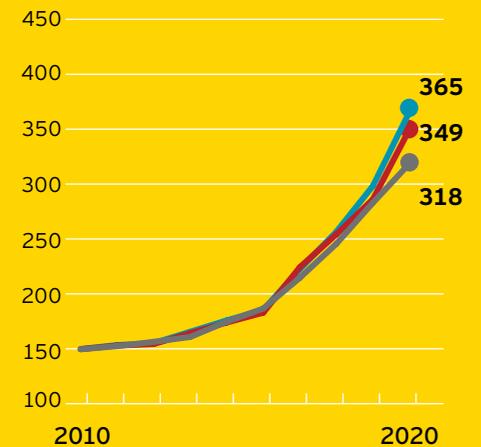
Potencial de crescimento



Ampliação da oferta



Subsídios ao etanol



O gráfico de dispersão acima representa a gama de diferentes trajetórias geradas pelo Mipe para o preço do etanol no período 2011-2020, após a execução de um grande número de simulações. A cada ano, o modelo calcula os valores mínimo, máximo e mediano dentre todos os valores obtidos nas simulações daquele ano e representa os mesmos no gráfico.

Trajetórias do preço de etanol nos cenários A, B e C são definidos para cada driver (ver página 18). Em cada gráfico apenas o driver em questão varia; os seis demais fatores são mantidos constantes.

Brasil: rumo ao alinhamento internacional

Rumo a 2020, preço da gasolina no País acompanha mercado internacional

Como visto nos capítulos anteriores, o preço da gasolina no Brasil tende a ser mantido constante enquanto o *mark-up* em relação ao mercado internacional se mantiver dentro de um intervalo “aceitável”. Durante os últimos anos, tal intervalo tem sido bastante amplo, permitindo à Petrobras se beneficiar de preços no mercado interno, muito superiores àqueles que seriam justificados pelas cotações internacionais do petróleo durante os períodos de baixa (por exemplo, entre a crise financeira de 2008 e as recentes escaladas de preços).

Entretanto, durante os períodos de alta nos preços internacionais (como no período de aquecimento pré-2008), tal política gera prejuízos substanciais para a Petrobras e seus acionistas, bem como para a cadeia produtiva como um todo. Acredita-se que, mais cedo ou mais tarde, será necessário realizar uma transição para um regime no qual

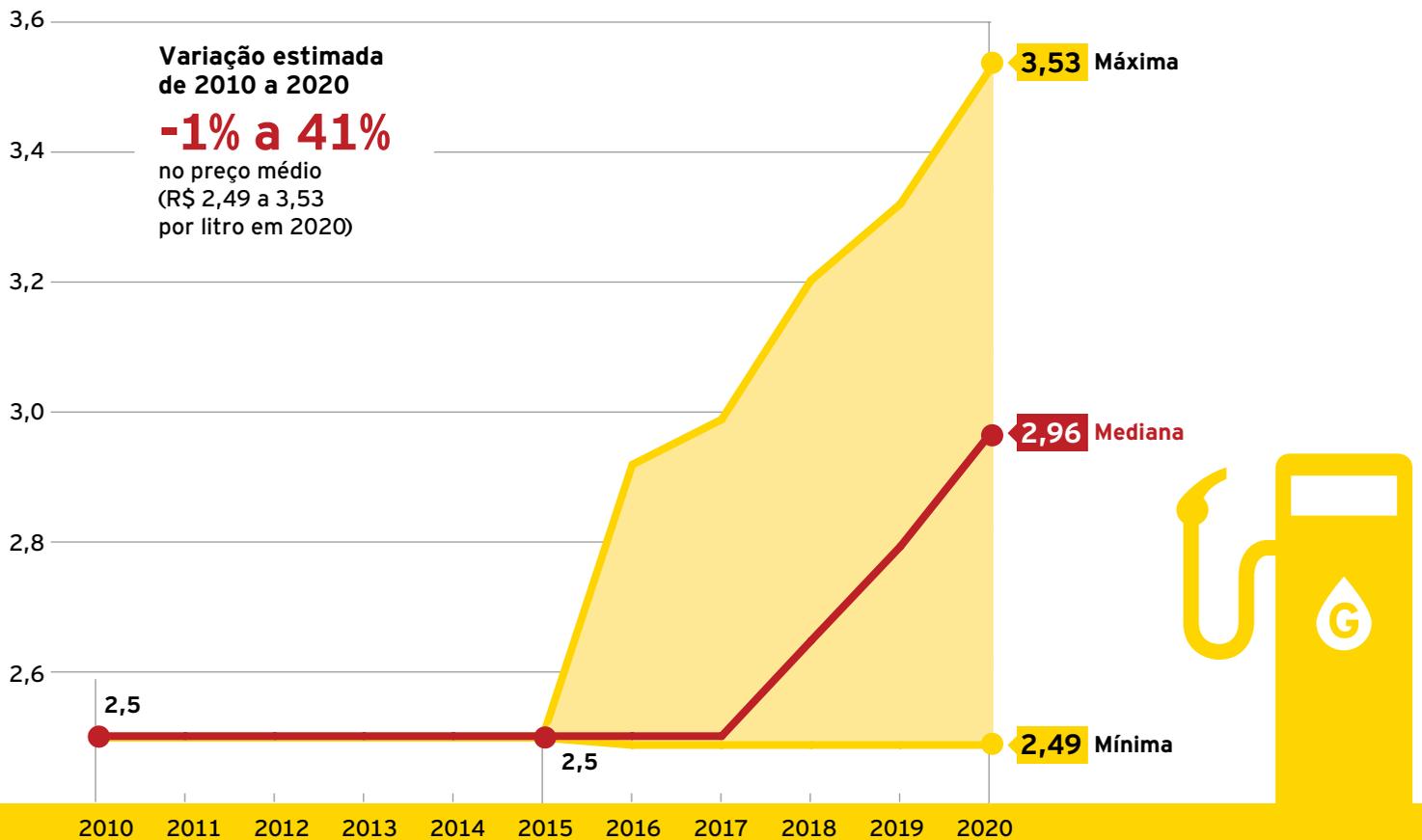
os preços no Brasil acompanhem mais de perto aqueles justificados pelo mercado internacional, ou seja, estreitando o intervalo de *mark-ups* aceitáveis. Como consequência, em 2020, a gasolina no Brasil pode alcançar um preço médio de R\$ 2,49 a R\$ 3,53/litro, representando desde uma queda de 1% até um acréscimo de 41%.

Os principais fatores que determinarão o momento no qual essa tendência de transição de políticas se traduzirá em variações nos preços são, em ordem decrescente: a trajetória de valorização da moeda brasileira em relação ao dólar (responsável por um *range* de até R\$ 0,99/litro), o *timing* da transição (responsável por até R\$ 0,52/litro) e o potencial de crescimento econômico, principalmente o brasileiro (responsável por R\$ 0,46/litro). De forma condizente com o cenário descrito acima, esses intervalos representam uniformemente variações para cima em relação aos preços atuais da gasolina, ilustrando a tendência de que os preços sejam pressionados em direção a valores compatíveis com o novo patamar do mercado internacional.

O gráfico de dispersão ao lado representa a gama de diferentes trajetórias geradas pelo Mipe para o preço da gasolina no período 2011-2020, após a execução de um grande número de simulações. A cada ano, o modelo calcula os valores mínimo, máximo e mediano dentre todos os valores obtidos nas simulações daquele ano e representa os mesmos no gráfico.

Cenários de preço da gasolina no Brasil

Em R\$

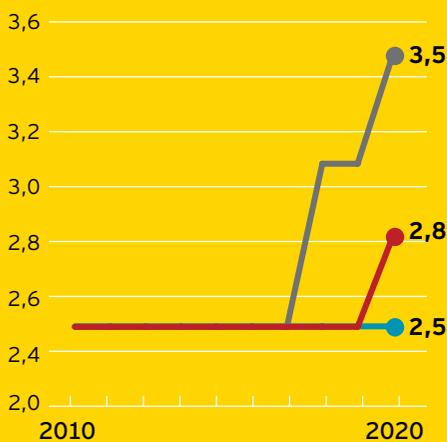


Impacto dos principais drivers no mercado de gasolina

Em R\$

● Cenário A ● Cenário B ● Cenário C

Câmbio



Ano de transição*



Potencial econômico



Trajetórias do preço da gasolina nos cenários A, B e C são definidos para cada *driver* (ver página 18). Em cada gráfico apenas o *driver* em questão varia; os seis demais fatores são mantidos constantes.

*Refere-se à política de preços da Petrobras. No cenário A, a transição de regimes inicia-se em 2011; no cenário B, em 2015; e, no cenário C, não ocorre transição.

Etanol deve seguir câmbio e políticas da Petrobras

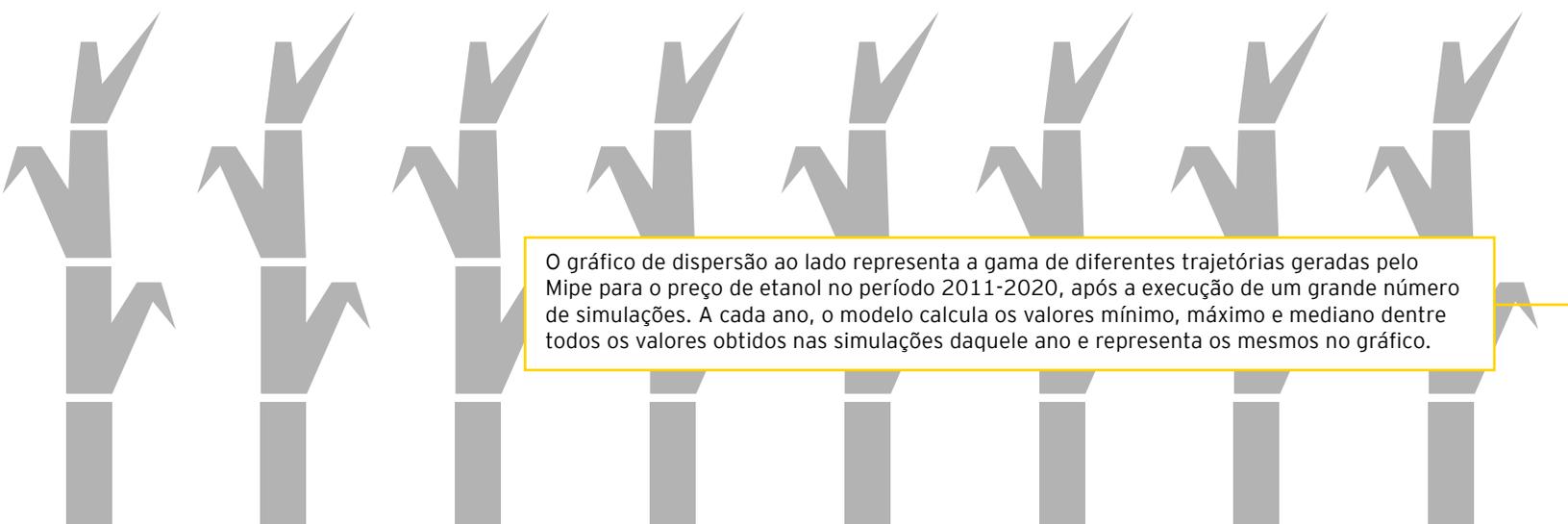
A frota flex oferece ao consumidor a possibilidade de substituição quase perfeita entre etanol e gasolina. Assim, com a crescente participação da dessa frota no *market share* do setor, ocorre um efeito de equalização de preços efetivos: por exemplo, um aumento do preço relativo do etanol (ou seja, não somente um aumento no preço do etanol, como uma redução no da gasolina) gera uma redução na demanda por aquele combustível, bem como um incremento na participação desejada da gasolina. Isso faz com que os mercados fornecedores de ambos os combustíveis sejam pressionados em direções opostas, para o equilíbrio no qual os seus preços efetivos sejam iguais.

Dado que o preço da gasolina é fundamentalmente determinado por fatores político-institucionais, a oferta por esse combustível se comporta de forma inelástica ao preço e, em consequência, o custo do etanol ao consumidor acaba por ser substancialmente mais impactado pelas variações de preços da gasolina do que o contrário.

Em particular, a capacidade dos fornecedores de etanol de ditar preços se torna bastante limitada: apesar de a produção de etanol ser bastante sazonal, sujeita a eventos agrícolas e ao seu próprio *switching* com o açúcar, as oscilações de preço tendem a ser temporárias, revertendo para a trajetória de equalização de preços relativos. Como consequência, a trajetória do preço do etanol ao consumidor no Brasil é relativamente estável. Assim, em 2020, o etanol poderá alcançar um preço médio de R\$ 1,37 a R\$ 2,03/litro, representando

desde uma queda de 13% a um aumento de 29% em relação ao seu valor atual. Esse descolamento entre a cotação nacional e a internacional faz com que o mercado consumidor brasileiro se torne progressivamente desinteressante para o produtor local, *vis-à-vis* às exportações.

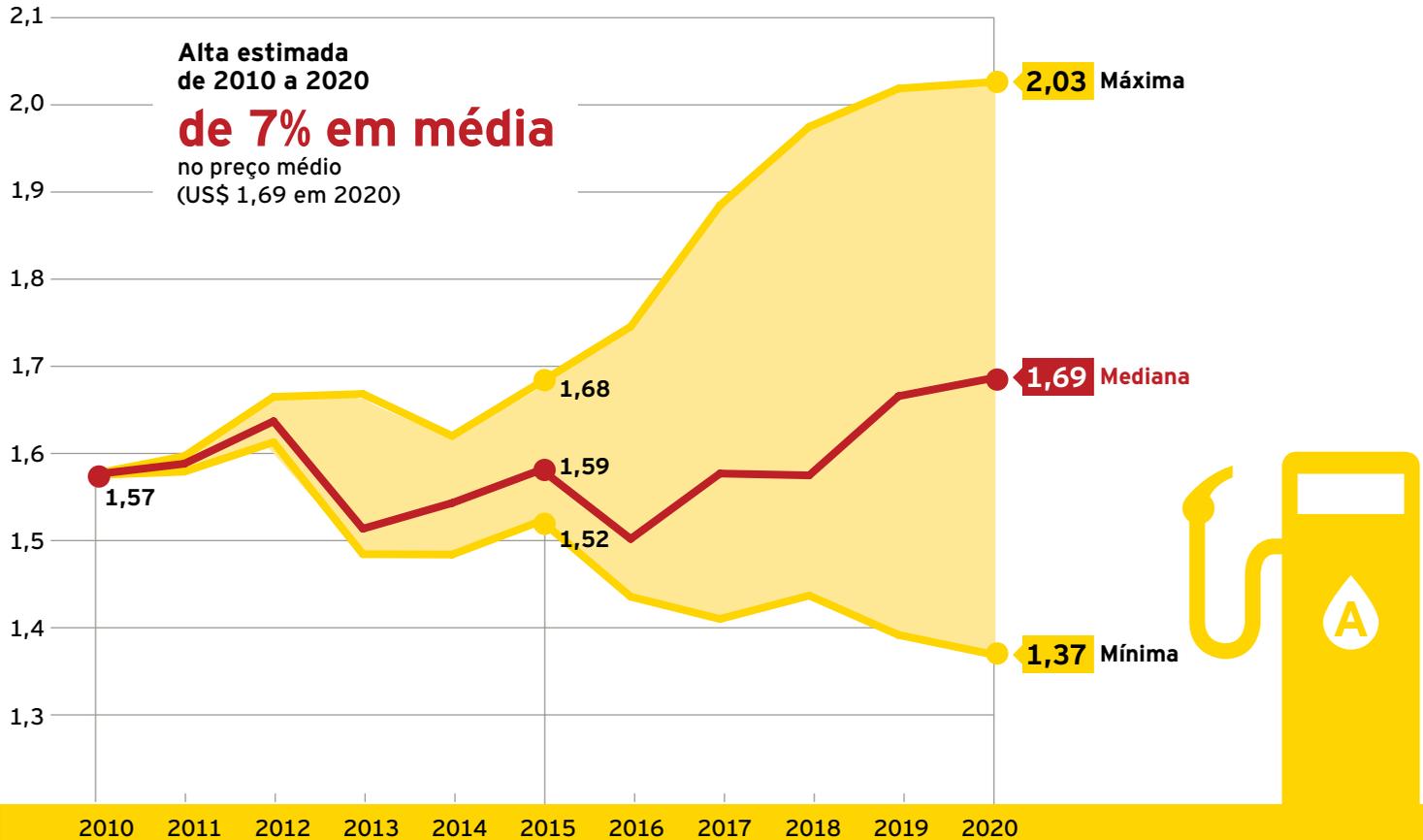
Sendo o preço do etanol tão fortemente dependente do preço da gasolina, os dois *drivers* de maior impacto sobre o *range* de cenários possíveis são, igualmente, o *timing* da transição de políticas da Petrobras e o câmbio, sendo que o primeiro é, de fato, o mais importante para o mercado de etanol (responsável por um *range* potencial de R\$ 0,31/litro, enquanto que o câmbio é responsável por um *range* de R\$ 0,28/litro). Em terceiro lugar aparece a ampliação da capacidade produtiva de etanol, cuja variação corresponde a um *range* de R\$ 0,22/litro em 2020.



O gráfico de dispersão ao lado representa a gama de diferentes trajetórias geradas pelo Mipe para o preço de etanol no período 2011-2020, após a execução de um grande número de simulações. A cada ano, o modelo calcula os valores mínimo, máximo e mediano dentre todos os valores obtidos nas simulações daquele ano e representa os mesmos no gráfico.

Cenários de preço do etanol no Brasil

Em R\$

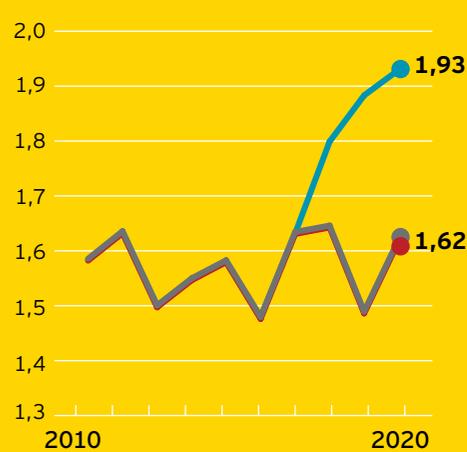


Impacto dos principais drivers no mercado de etanol

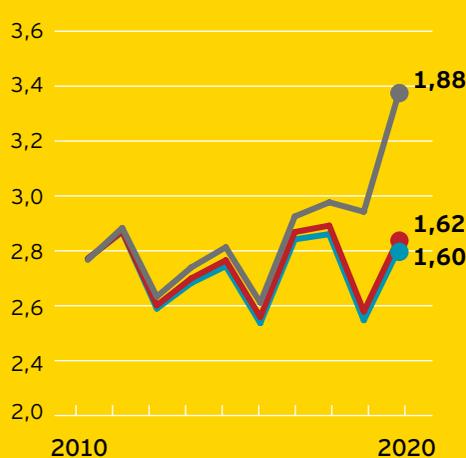
Em R\$

● Cenário A ● Cenário B ● Cenário C

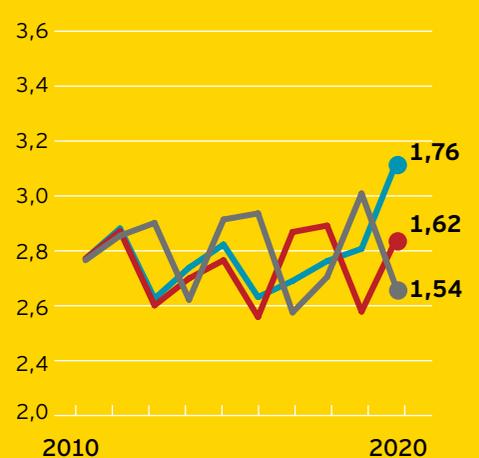
Ano de transição*



Câmbio



Ampliação da oferta



Trajetórias do preço de etanol nos cenários A, B e C são definidos para cada driver (ver página 18). Em cada gráfico apenas o driver em questão varia; os seis demais fatores são mantidos constantes.

*Refere-se à política de preços da Petrobras. No cenário A, a transição de regimes inicia-se em 2011; no cenário B, em 2015; e, no cenário C, não ocorre transição.



Gás natural: um mercado em expansão

O gás natural deve tornar-se um participante mais relevante na oferta de energia no Brasil ao longo das próximas décadas. Associado em grande parte à produção de petróleo, o gás deverá ter sua utilização ampliada com a entrada em operação dos campos do pré-sal e a extensão das redes de distribuição do produto.

Em 2010, a oferta total de gás natural no Brasil foi 61,7 milhões de m³/dia, dos quais 45% foram produzidos no país, 43% importados da Bolívia e 12% importados na forma de gás natural liquefeito (GNL) de Trinidad e Tobago e da Nigéria. No período 2000-2010, a produção local cresceu a uma taxa de 5% ao ano. Ao mesmo tempo, as importações da Bolívia aumentaram a uma taxa de 16% ao ano, no quadro de um contrato de 20 anos entre os dois países que deve ser renegociado em 2019, quando se estima que a produção de gás natural

Do gás natural comercializado pelas distribuidoras (50 milhões de m³/dia), os principais consumidores são os Estados de São Paulo, Rio de Janeiro e Bahia

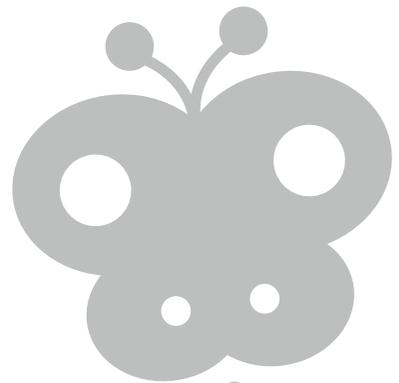
no Brasil será de 176 milhões de m³/dia, ampliando ainda mais o poder de negociação do Brasil em relação à Bolívia.

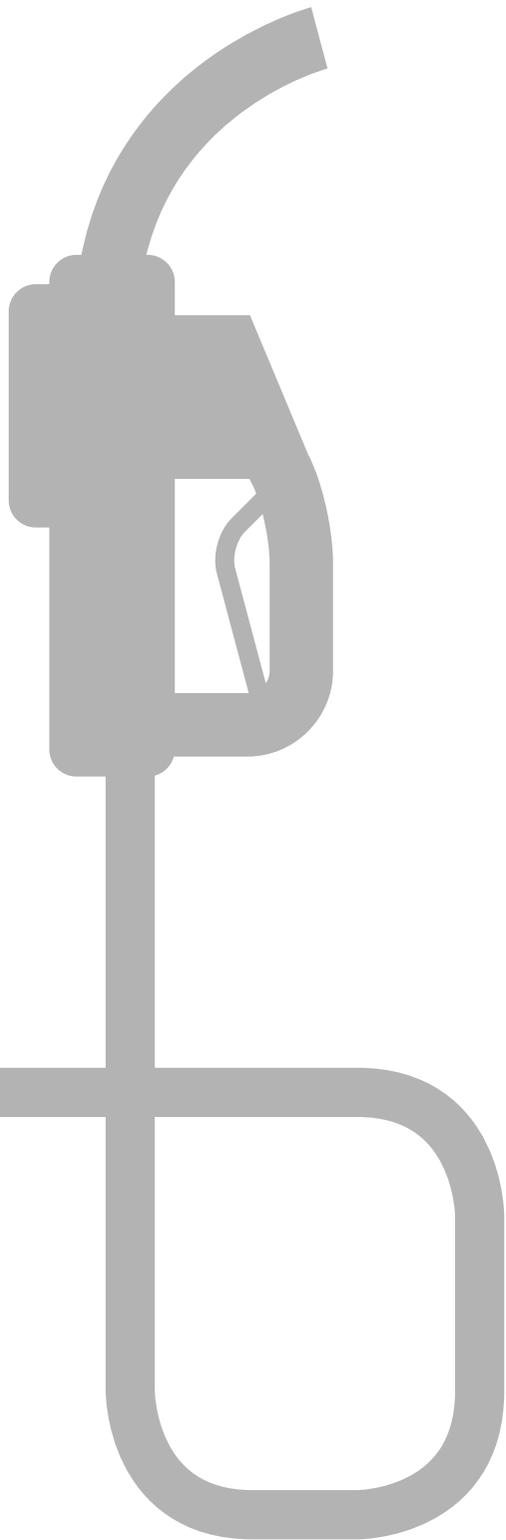
Ao longo da década 2010-2020, além dos campos a serem desenvolvidos na camada pré-sal, devem entrar em operação o campo de Mexilhão (de gás não associado), na Bacia de Santos (70 bilhões de m³ de reservas e produção de 10 milhões de m³/dia), e de Camarupim, na Bacia do Espírito Santo (produção de 10 milhões de m³/dia).

A maior parte das reservas (68% do total) e do gás natural produzido (80% do total) é de gás associado ao petróleo, sendo em parte queimado, enquanto se produz petróleo, por falta de infraestrutura de escoamento. Regulação da ANP estabelece que a queima não pode exceder 3% da produção, o que prioriza a implantação de infraestrutura de escoamento do gás natural nos sistemas de produção do pré-sal. Cerca de 13% do volume de gás natural produzido é utilizado para consumo próprio da Petrobras.

A região Sudeste consome 70% do gás natural do país, ficando a região Nordeste com 18%, a região Norte com 2% e, por fim, a Sul com 10%. A conexão das redes de gasodutos das regiões Sudeste e Nordeste por meio do Gasene (Gasoduto Sudeste-Nordeste) deve ampliar o consumo na região Nordeste, cuja demanda foi comprometida ao longo da década de 2000 por falta de disponibilidade do produto.

Do gás natural comercializado pelas distribuidoras (50 milhões de m³/dia), os principais consumidores são os estados de São Paulo (16 milhões de m³/dia), Rio de Janeiro (15 milhões de m³/dia) e Bahia (4 milhões de m³/dia). O setor industrial é o maior consumidor (26 milhões de m³/dia), principalmente na região Sudeste (70%), nos Estados de São Paulo (49%) e do Rio de Janeiro (15%). Já o consumo do setor residencial é relevante nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro, que dispõem de rede de distribuição significativa. Em fase de ampliação, a rede de





distribuição dos demais Estados ainda atende principalmente aos setores industrial e de geração elétrica.

Em 2010, com maior recurso às térmicas, a geração elétrica consumiu cerca de 16 milhões de m^3 /dia. A cogeração (produção de vapor e de energia elétrica), com consumo de cerca de 3 milhões de m^3 /dia, tem avançado no setor de serviços e tende a concorrer com as distribuidoras de energia elétrica. O gás natural veicular (GNV) teve um consumo de cerca de 7 milhões de m^3 /dia.

Estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indica que, em 2019, o consumo total de gás natural será de 169 milhões de m^3 /dia. O setor industrial terá um consumo de 50,7 milhões de m^3 /dia (30% do total), a cogeração industrial atingirá 4,6 milhões de m^3 /dia e a geração elétrica deverá consumir 15,9 milhões de m^3 /dia. O consumo de GNV será de 10,7 milhões de m^3 /dia. Essa ampliação

da oferta viabiliza novas oportunidades ao gás natural no período, em especial nos setores industrial e de transportes, em que poderá ser utilizado na cogeração, na geração de energia elétrica em horários de ponta e no transporte coletivo.

O desenvolvimento de cadeias de gás natural liquefeito (GNL) em grande parte dos países produtores está dando dimensão global a um mercado de características regionais, organizado em torno a Bacia do Atlântico e da Bacia do Pacífico, com uma interface no Oriente Médio. O desenvolvimento da produção do gás de xisto nos Estados Unidos evidencia essa dinâmica ao modificar as condições de demanda e preço no mercado global de gás natural. Os Estados Unidos eram um grande importador do produto (115 bilhões de m^3 ao ano, em média, ao longo do período 1990-2008), com previsão estimada de crescimento nas próximas décadas. Por essa razão, muitos investimentos em usinas de

Por causa da distância em que se encontram da costa, as empresas produtoras devem adotar a liquefação do gás natural embarcada (GNLE) em unidades flutuantes

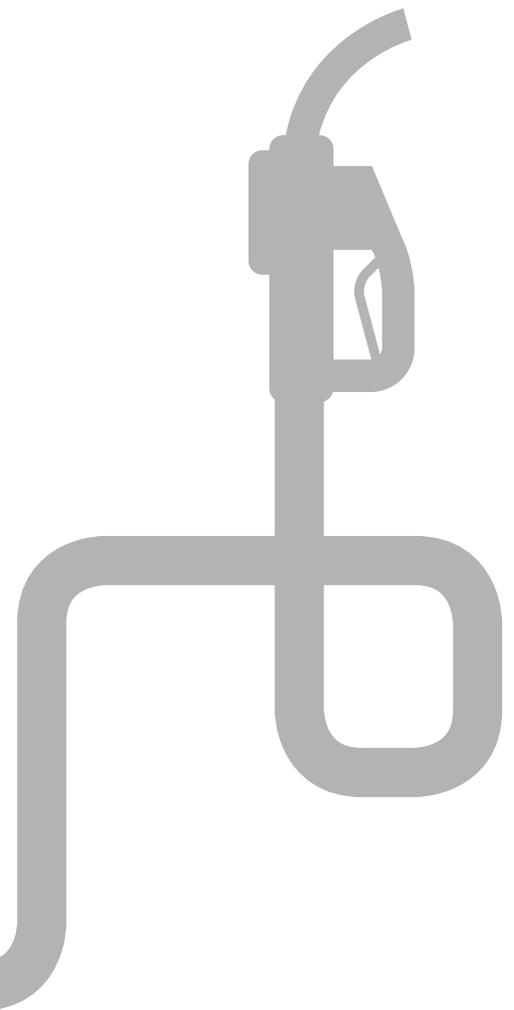
liquefação de gás natural nos países produtores realizados recentemente visavam, particularmente, o mercado dos Estados Unidos.

A produção do gás de xisto do País está sendo desenvolvida por várias empresas e deve atingir 88 bilhões de m³ em 2009. Isso deve provocar uma reorientação dos fluxos de GNL, antes desenhados para atender ao mercado dos Estados Unidos, para a União Europeia e para a chamada Bacia do Pacífico (Ásia e Oceania).

A oferta de GNL do Qatar (3ª reserva mundial, com 25 trilhões de m³) dispõe de capacidade de 77 mtpa (milhões de toneladas/ano de GNL), construídos ao longo da década 2000-2010. A estratégia de transição a ser adotada por esse país deverá integrar a concorrência com outros fornecedores que atendem à União Europeia (que poderia, desse modo, atenuar sua dependência em relação à Rússia) e a demanda por gás natural para eletrificação pelos países produtores de petróleo do Oriente Médio.

Ao longo da década, novas áreas de produção de gás de xisto poderão ser exploradas tanto na União Europeia quanto na Rússia e na Ásia, mas ainda há muita incerteza quanto ao volume passível de extração e aos custos de produção. No Brasil, estima-se que a produção de gás natural nos campos a serem desenvolvidos na camada pré-sal corresponda a 20% da produção de petróleo.

Por causa da distância em que se encontram da costa, as empresas produtoras devem adotar a liquefação do gás natural embarcada (GNLE) em unidades flutuantes, a partir das quais o produto será enviado por metaneiros (navios de transporte de gás natural) para unidades de regaseificação situadas na costa do Brasil ou exportado. Com o início da operação de liquefação na camada pré-sal, novas unidades de regaseificação deverão se instalar ao longo da costa do Brasil, podendo ser negociada também a compra de GNL de outros países produtores de gás natural.

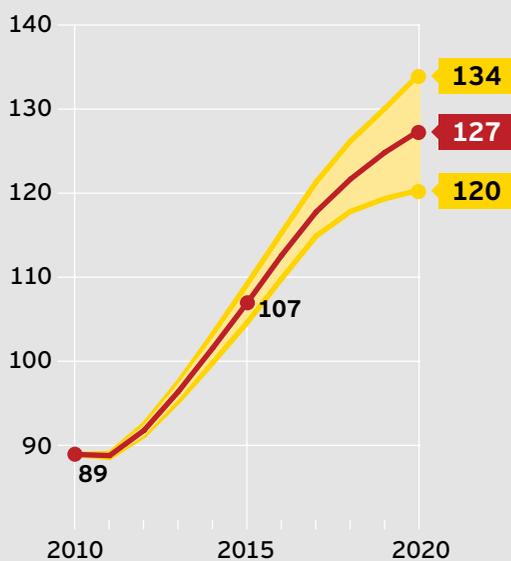


OS DRIVERS CENÁRIOS DE

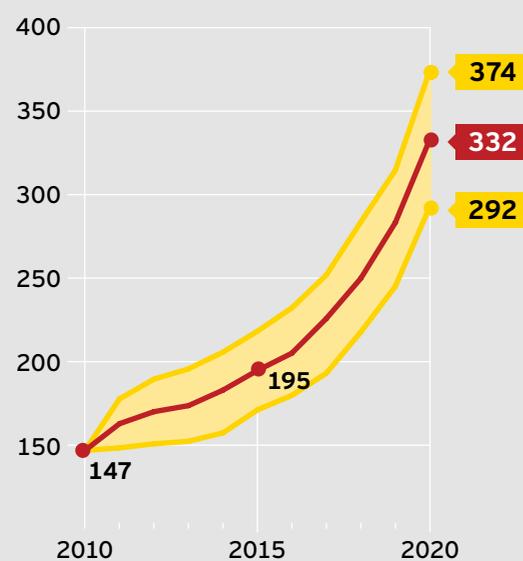
Importância dos *drivers* nos mercados de petróleo, gasolina e etanol

	Petróleo/Mundo	Etanol/Mundo
1º	Potencial Econômico	Potencial Econômico
2º	Eficiência e Substituição	Subsídios ao Etanol
3º	Ampliação da Oferta de Petróleo	Ampliação da Oferta de Etanol

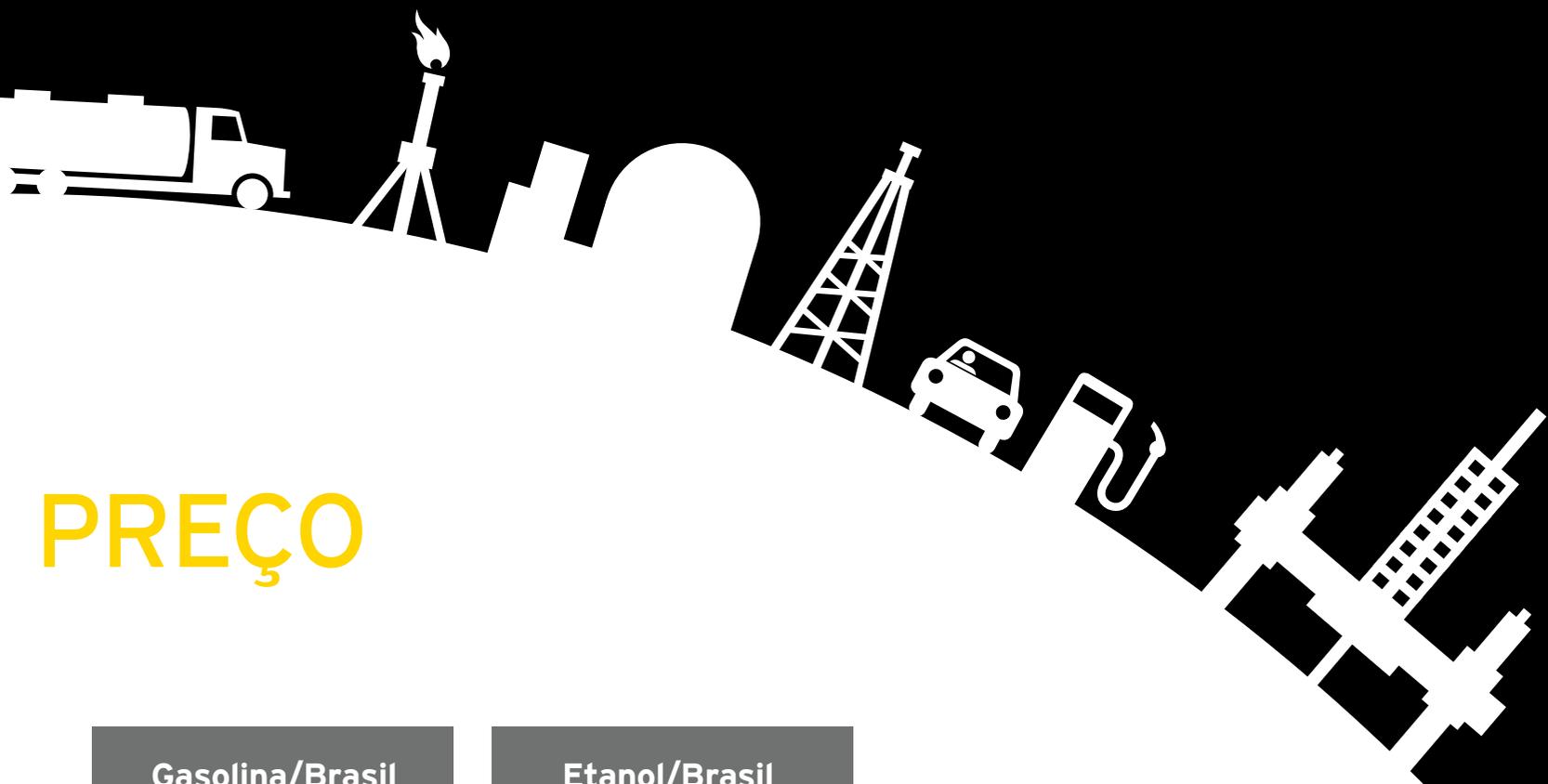
Petróleo/Mundo
US\$/barril



Etanol/Mundo
US\$/boe



● Mediana
● Mínima e Máxima



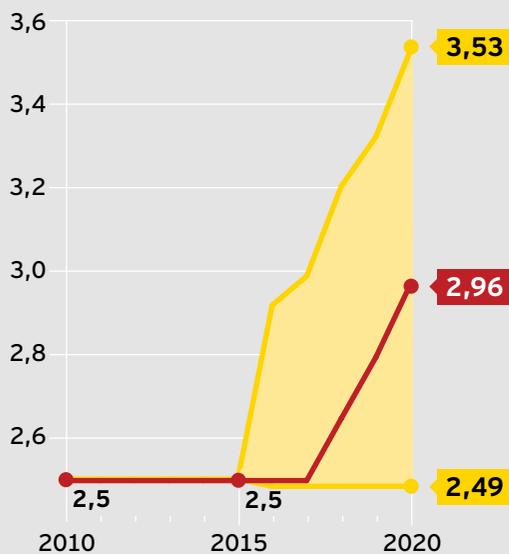
PREÇO

Gasolina/Brasil		Etanol/Brasil	
Câmbio		Ano de transição Petrobras	1º
Ano de Transição Petrobras		Câmbio	2º
Potencial Econômico		Ampliação da Oferta de Etanol	3º



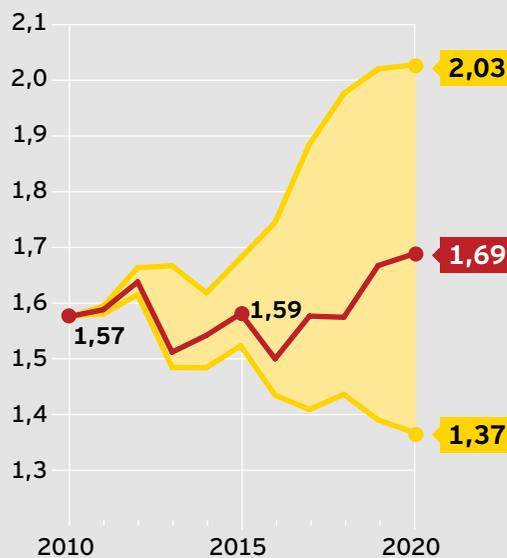
Gasolina/Brasil

R\$/litro



Etanol/Brasil

R\$/litro



Preço médio da gasolina no Brasil:

R\$ 2,96

Alta de 18,7% até 2020.

Preço médio do etanol no Brasil:

R\$ 1,69

Alta de 7% até 2020.

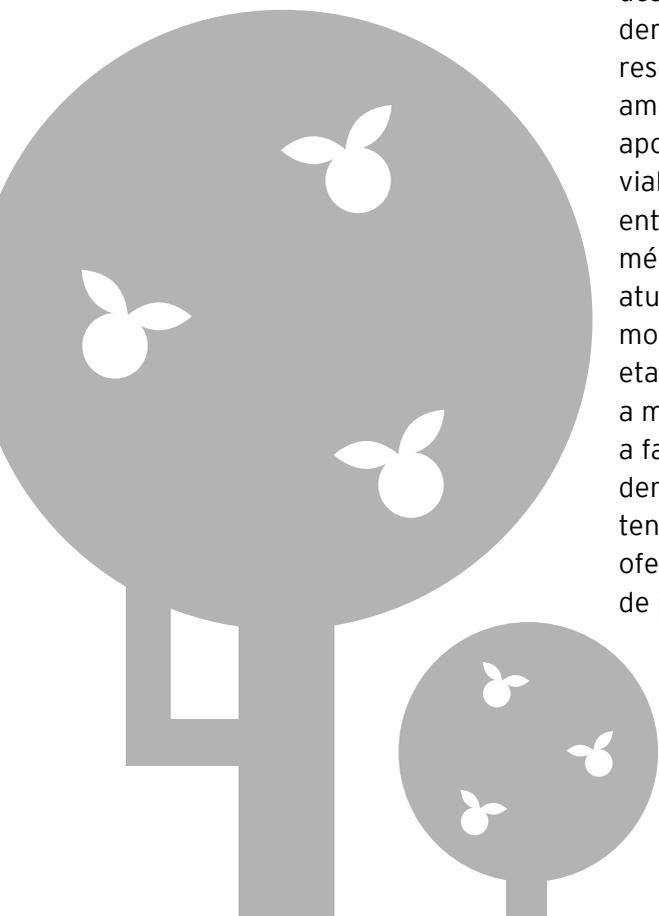
Olhando à frente: o que muda até 2020

No panorama até 2020, alta dos preços e favorecimento das fontes renováveis

Os anos até 2020 reservam substanciais mudanças de panorama para os mercados internacionais de energéticos. O preço do petróleo tende a subir continuamente já a partir de 2011, puxado pelo descompasso entre o crescimento da demanda e a incorporação de novas reservas. Essa trajetória começa a se amortecer apenas a partir de 2017, apontando para um novo equilíbrio viabilizado pelas novas fontes, que, entretanto, terão custo de produção médio muito superior ao das fontes atuais. Tal arrefecimento não se mostra provável para o mercado de etanol nesse horizonte; conforme a matriz energética mundial passa a favorecer fontes renováveis, a demanda por esse combustível tende a permanecer à frente da oferta, ocasionando uma escalada de preços cujo fim não parece estar

à vista. Em função desse cenário, as cotações médias do petróleo e do etanol no mercado internacional devem alcançar altas medianas, respectivamente, de 43,1% e 125,9% até 2020.

A velocidade com que essas mudanças no panorama internacional se refletirão no mercado brasileiro de combustível será modulada, antes de tudo, pela disposição da Petrobras em transmitir tais choques e por quanto eles serão ampliados ou atenuados por variações cambiais. Os preços médios da gasolina não devem começar a se elevar de forma sistemática antes de 2015 e, de fato, podem não se alterar durante o período inteiro, tendo uma alta mediana de apenas 18,7% até o fim do período. Isso gera uma barreira para que o preço do etanol siga as cotações mundiais. De fato, dependendo das pressões da demanda, o preço tende a ficar estável e depois acompanhar a gasolina na sua escalada pós-2015, ou até mesmo a registrar quedas. A tendência mediana é de alta de apenas 7,0% até 2020.



As exportações geradas pela exploração no pré-sal terão um impacto positivo de apenas cerca de 0,4 ponto percentual para o PIB brasileiro em 2020

Tais trajetórias podem ser afetadas por diversos condicionantes, sendo que cada um dos sete *drivers* considerados no início do estudo tem diferentes graus de impacto sobre os mercados analisados. A análise, mantendo as condições inalteradas, dá destaque ao potencial de crescimento econômico, que aparece como o principal condicionante para os mercados mundiais de petróleo e etanol, e em terceiro lugar no mercado brasileiro de gasolina.

Em relação ao panorama nacional de forma geral, o câmbio e o ano de transição de regimes da Petrobras são os *drivers* de maior destaque, ocupando os dois primeiros lugares nos mercados de gasolina e etanol. Os condicionantes de caráter mais técnico, como a ampliação da oferta e a implementação de medidas de eficiência e substituição, mesmo sendo sujeitos a menor incerteza, são também de alto impacto. Por fim, a trajetória dos subsídios ao etanol, especialmente nos EUA, mostra ser um *driver* de relevância para a evolução dos preços mundiais deste combustível.

Impactos do pré-sal sobre a economia brasileira

Em função dos vultosos investimentos sendo realizados na sua exploração, há quem acredite que o pré-sal terá impactos expressivos sobre o perfil exportador e econômico do Brasil. Entretanto, no horizonte aqui analisado, tais conclusões não se justificam.

Conforme visto anteriormente, o consumo interno de petróleo do Brasil crescerá expressivamente até 2020. Em função disso, a expansão da produção no pré-sal será apenas parcialmente revertida em exportações, que alcançarão o fim da década representando apenas cerca de 600 mil barris/dia em 2020. Esse volume corresponderá a receitas de US\$ 27,9 bilhões/ano, o que é um valor significativo, mas representa apenas um crescimento de 73% em relação às exportações de petróleo bruto do País, que em 2010 foram de US\$ 16,1 bilhões. Em particular, não se espera que o petróleo suplante o minério (US\$ 30,8 milhões em 2010) como principal categoria de exportação.

Adicionalmente, se supusermos que, durante a próxima década, as exportações do País crescerão a um ritmo igual à sua média histórica (1991-2010), então em 2020 as receitas de exportação do petróleo (os US\$ 27,9 bilhões mencionados acima) corresponderão a 5,2% das exportações totais em 2020.

Finalmente, levando em conta o crescimento do Produto Interno Bruto do País ao longo da década, as exportações geradas pelo pré-sal terão um impacto positivo de apenas cerca de 0,4 ponto percentual para o PIB brasileiro em 2020. Vê-se, assim, que a importância das exportações de petróleo para a economia brasileira crescerá moderadamente em termos absolutos, e pode até decrescer em termos relativos. Isso é verdadeiro caso a indústria continue enfatizando a produção e exportação de petróleo bruto, e não o refino e a agregação de valor.

Visão de futuro: o que esperar após 2020

Na literatura sobre o futuro dos mercados de energia, existe amplo espaço para contradições e visões discordantes. Alguns autores da corrente do *peak oil* apostam em cenários drásticos de insuficiência energética. Em tais projeções, o mundo, e principalmente os EUA, serão incapazes de reinventar sua estrutura energética de forma a se adequar às novas condições de preços de forma suave, com graves consequências não somente para o crescimento econômico e continuidade do investimento, como também para as relações de poder, estrutura geopolítica e segurança alimentar de forma global.

Em outro extremo, existe uma corrente de pensamento marcada pelo “otimismo tecnológico”. De acordo com tais analistas, as pressões econômicas sempre geram incentivos ao desenvolvimento de novas fontes de energia a baixo custo, de forma que os cenários de insuficiência crônica geram suas próprias soluções. Infelizmente, a história mostra diversos exemplos de situações nas quais tecnologias de alto potencial de lucro ou benefício social não foram capazes de se sobrepôr a posturas arraigadas e

redes de incentivos perversos. Desta maneira, o presente estudo não se compromete com nenhuma das duas posições, optando por um “caminho do meio” baseado nas evidências físicas, tecnológicas e econômicas.

Retorno energético determina fontes sustentáveis no longo prazo

Embora o cenário pós-2020 envolva um maior grau de incerteza, é possível traçar algumas conclusões claras em relação aos fatores de maior relevância nesse horizonte de tempo. Primeiramente, deve-se esperar um aumento na relevância do conceito de *energy return on energy investment* (EROEI), ou retorno energético.

Como explicação, o EROEI consiste na razão entre a energia despendida para obter certo recurso e a energia obtida na sua utilização. Trata-se de um indicador de interesse, porque passa ao largo da intermediação do sistema de preços e fornece um parâmetro de engenharia que pode ser

Do lado da demanda, o principal fator à vista no período pós-2020 é a eletrificação da frota de automóveis, que passa a ser substancial

estimado para uma dada tecnologia de aproveitamento de um recurso energético específico.

À medida que os combustíveis fósseis se tornam escassos e a estabilidade de preços de insumos deixa de ser um dado, a análise tradicional de viabilidade econômica de recursos deve ser substituída pela análise de EROEI, que permite identificar as fontes de energia com maior potencial para serem física e tecnicamente sustentáveis a longo prazo.

Do lado da demanda, o principal fator à vista no período pós-2020 é a eletrificação da frota de automóveis, que passa a ser substancial. Em um cenário em que tecnologias como o *plug-in hybrid* têm relevância na composição da frota, os combustíveis fósseis e renováveis passam a ser substitutos parciais da energia elétrica e, portanto,

a demanda por eles passa a ser afetada pelo EROEI das tecnologias de produção de eletricidade, como também pelas regulações relevantes.

Restrições na oferta podem limitar o crescimento

Na análise pós-2020, deve-se verificar com mais detalhes a estrutura do *feedback* entre o crescimento econômico e a demanda por energia. Esse *feedback*, até o momento, foi representado por um modelo isoelástico, isto é, com uma curva de demanda com proporções constantes e sem efeitos de cortes abruptos. De fato, excluindo momentos de restrição artificial da oferta,

essa hipótese tem se mostrado historicamente válida, e é alta a probabilidade de que continue a valer, particularmente à medida que ocorre a eletrificação da frota, integrando a demanda por combustíveis automotores à demanda geral por energia.

Nesse sentido, um cenário nos quais os preços de energéticos se mantenham elevados por um tempo prolongado ou indefinido pode gerar diversos efeitos sobre o perfil do consumo que causam impactos macroeconômicos além do modelo isoelástico. Por exemplo:

- ▶ Uma baixa elasticidade-preço a curto prazo (indisposição das famílias e empresas em reduzir seu consumo de energia



mesmo diante de preços elevados) pode reduzir o valor agregado da produção e a renda disponível, diminuindo o consumo de outros bens e a capacidade de investimento da economia;

- ▶ Por outro lado, uma alta elasticidade-preço a curto prazo (opção por reduzir drasticamente o consumo de energia) pode inviabilizar a produção de uma substancial fração da economia, atingindo sua viabilidade da mesma;
- ▶ Finalmente, dada uma mudança suficientemente duradoura nos preços de energéticos, efeitos de longo prazo se tornam relevantes. As preferências dos consumidores são radicalmente alteradas, seja através da introdução de novas modalidades de transporte e produção, ou por meio de mudanças culturais em resposta a preços acima de certo patamar - por exemplo, transferindo demanda por bens de consumo para o comércio eletrônico.

Tendo em vista a estabilidade histórica já mencionada, é razoável crer que os preços nunca chegarão

a patamares tais que efeitos como os descritos sejam ativados. No entanto, tais adaptações têm um precedente histórico, como se verifica pela sucessiva substituição de fontes na matriz energética mundial ao longo dos séculos.

Nesse contexto, eventos recentes têm trazido substanciais incertezas em relação à oferta futura de energia e seu custo. Por um lado, a instabilidade geopolítica no Oriente Médio põe em xeque uma grande parte da capacidade produtiva de petróleo, e tal conjuntura pode se manter desfavorável por mais longo prazo.

Por outro lado, o desastre nuclear de Fukushima, no Japão, pode vir a ter consequências substanciais sobre o planejamento e reestruturação da matriz energética mundial no longo prazo, aumentando as pressões de demanda na direção de outras fontes. Entretanto, o mais provável é que as empresas, governos e consumidores consigam gradualmente romper as amarras (tecnológicas, políticas e psicológicas) que os mantêm dependentes de recursos fósseis e, dessa forma, criar as condições para um mercado sustentável de energia renovável.

Desafios e oportunidades

Pré-sal: promessa de riqueza, mas com imensos riscos

Os mercados de energéticos, como petróleo, gás natural e etanol, sofrem influência de diversos fatores e passarão por grandes transformações nos próximos anos, como abordado até o momento neste estudo.

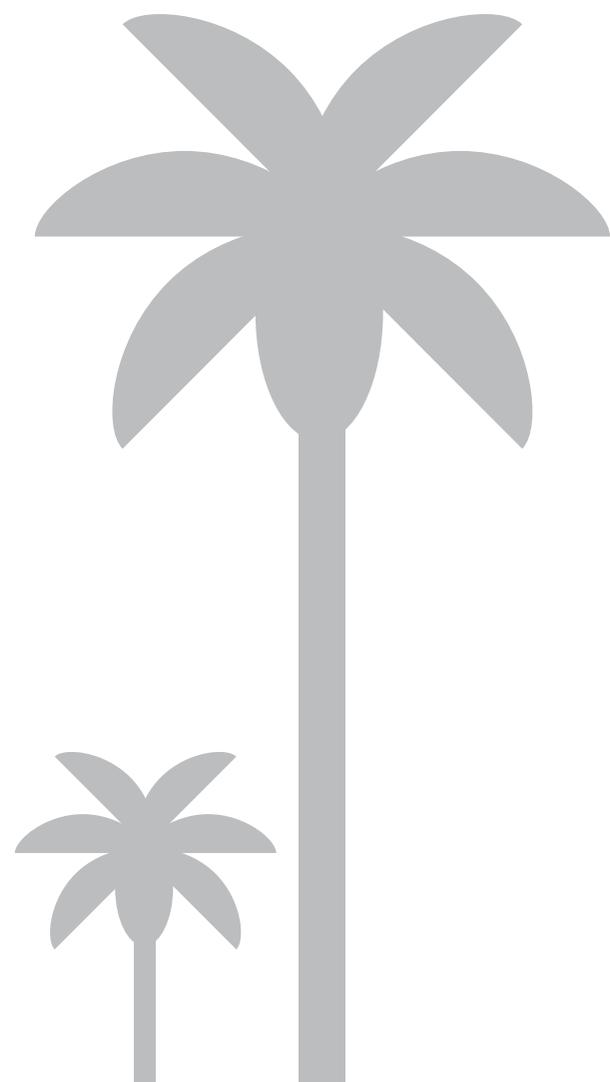
Aspectos técnicos, ambientais, mercadológicos, cambiais e político-institucionais estão entre os que interferem no cenário de oferta de bens e serviços de energia.

No Brasil, a recente descoberta de jazidas na camada pré-sal das Bacias de Santos, Campos e do Espírito Santo deu outra dimensão à indústria de petróleo e gás local, com grande repercussão no mercado internacional.

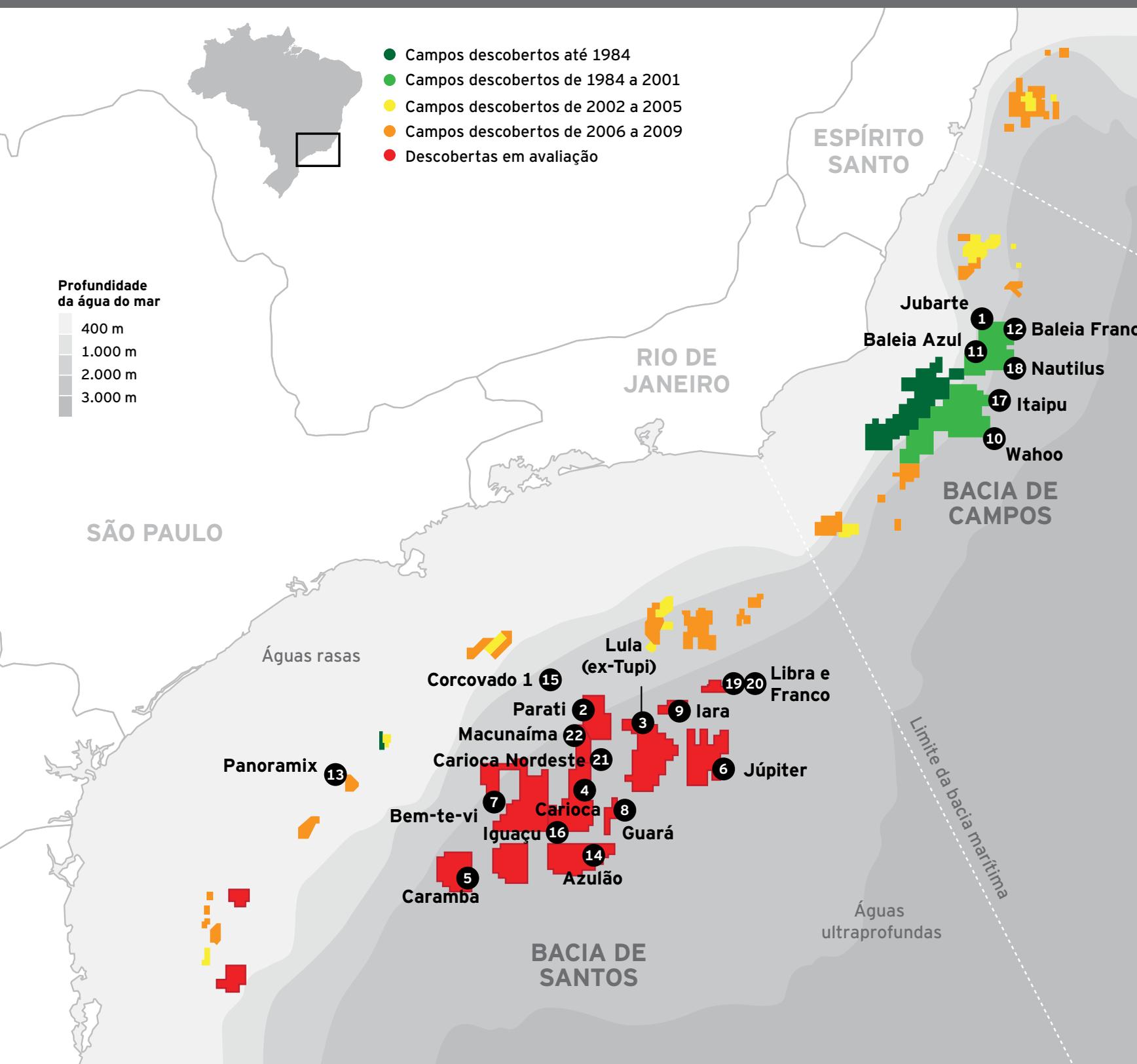
De país que comemorava a autossuficiência de petróleo, alcançada pela primeira vez em 2006, o Brasil está diante da possibilidade de se tornar um dos grandes produtores mundiais. Os reservatórios do pré-sal, segundo previsões feitas com base nos resultados da perfuração de mais de 30 poços, podem ser de 50 bilhões a 100 bilhões de barris, ou mais.

As atividades de exploração e produção devem atrair investimentos de US\$ 400 bilhões em dez anos, cifra que inclui infraestrutura e transporte, como foi dito no capítulo anterior. Mas há quem acredite, nesse mercado, que os gastos globais possam atingir US\$ 1 trilhão, já que o Brasil, hoje, oferece as maiores oportunidades para a indústria petrolífera mundial em alto-mar.

A complexidade da operação de extrair petróleo a até 7 mil metros abaixo da superfície d'água, em distâncias que podem chegar a 300 km da costa, exige a participação, além da Petrobras, de grandes multinacionais do setor, empresas tecnológicas e milhares de fornecedores. Uma extensa cadeia de suprimentos que vai demandar cada vez mais investimentos e mão de obra qualificada e movimentar a economia brasileira. Mas, para que a promessa de riqueza e de grande desenvolvimento socioeconômico se cumpra, imensos desafios precisarão ser enfrentados. Desafios no campo tecnológico, de infraestrutura e logística, legislação (marco regulatório), tributos, capital humano e de captação de investimentos, como detalhado nas páginas seguintes.



Jazidas no pré-sal



RESERVAS
ESTIMADAS
(BARRIS)

NOME	DATA	BACIA	BLOCO	OPERADOR	PARTICIPANTES	RESERVAS ESTIMADAS (BARRIS)
1 JUBARTE	jan/01	Campos	BC-60 (Par - que das Baleias)	Petrobras (100%)	Petrobras	n/d
2 PARATI	jun/05	Santos	BM-S-9	Petrobras (65%)	BG (25%), Partex (10%)	n/d
3 TUPI	jul/06	Santos	BM-S-11	Petrobras (65%)	BG (25%), Galp Energia (10%)	5 a 8 bi
4 CARIOCA	set/07	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	2 a 6 bi
5 CARAMBA	jan/08	Santos	BM-S-21	Petrobras (80%)	Galp Energia (20%)	n/d
6 JÚPITER	jan/08	Santos	BM-S-24	Petrobras (80%)	Galp Energia (20%)	5 a 8 bi
7 BEM-TE-VI	mai/08	Santos	BM-S-8	Petrobras (66%)	Shell (20%), Galp Energia (14%)	3 a 4 bi
8 GUARÁ	jun/08	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	3 a 4 bi
9 IARA	ago/08	Santos	BM-S-11	Petrobras (65%)	BG (25%), Galp Energia (10%)	3 a 4 bi
10 WAHOO	set/08	Campos	BM-C-30	Anadarko (30%)	Devon Energy (25%), EnCana (25%), Maersk (20%)	300 mi
11 BALEIA AZUL	nov/08	Espírito Santo	BC-60 (Par - que das Baleias)	Petrobras (100%)	Petrobras	1,5 a 2 bi (inclui Baleia Franca)
12 BALEIA FRANCA	nov/08	Espírito Santo	BC-60 (Par - que das Baleias)	Petrobras (100%)	Petrobras	1,5 a 2 bi (inclui Baleia Azul)
13 PANORAMIX	jan/09	Santos	BM-S-48	Repsol YPF (40%)	Petrobras (35%), Woodside Petroleum (12,5%), Companhia Vale do Rio Doce (12,5%)	n/d
14 AZULÃO	jan/09	Santos	BM-S-22	ExxonMobil (40%)	Amerada Hess (40%), Petrobras (20%)	5 a 10 bi
15 CORCOVADO-1	abr/09	Santos	BM-S-52	BG (40%)	Petrobras (60%)	n/d
16 IGUAÇU	abr/09	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	n/d
17 ITAIPU	jan/10	Campos	BM-C-32	Devon (40%)	Anadarko (33,3%), Maersk (26,7%)	n/d
18 NAUTILUS	jun/10	Campos	BC-10 (Parque das Conchas)	Shell (50%)	Petrobras (35%), Oil and Natural Gas Corp. (Índia) (15%)	n/d
19 FRANCO	mai/10	Santos	2-ANP-1 RJS	Petrobras (100%)	Propriedade da União	4,5 bi
20 LIBRA	out/10	Santos	2-ANP-2 RJS	Petrobras (100%)	Propriedade da União	7,9 bi
21 CARIOCA NORDESTE	jan/11	Santos	BM-S-9	Petrobras (45%)	BG (30%), Repsol YPF (25%)	n/d
22 MACUNAÍMA	fev/11	Santos	BM-S-10	Petrobras (65%)	BG (25%), Partex Brasil (10%)	n/d

Mudanças no marco regulatório

As recentes descobertas da camada pré-sal foram consideradas relevantes o suficiente para exigir a criação de um novo ambiente regulatório para garantir, de um lado, a atratividade para investidores nacionais e estrangeiros e, por outro, o usufruto das riquezas por toda a sociedade. Foi com esse objetivo que o governo propôs a mudança do sistema de concessão para o de partilha da exploração e produção nas áreas do pré-sal.

Pelo modelo de partilha, já em vigor para as novas licitações, as empresas contratadas assumem os riscos das atividades e obtêm como pagamento uma parte da produção, o chamado “óleo-custo”, em quantidade suficiente para ressarcir suas despesas. Essas empresas terão ainda direito a uma parte do “óleo-lucro”, que é o excedente produzido, sendo o restante destinado à União. No sistema de concessão, válido para os antigos contratos, as atividades são realizadas por conta e risco da empresa concessionária, que é dona das instalações e de toda a produção. À União ela paga *royalties*,

bônus de assinatura e outras participações governamentais.

A alegação do governo para mudança é a necessidade de a União se apropriar de uma parcela significativa do petróleo do pré-sal, para levar o País a um novo patamar de desenvolvimento socioeconômico. Pelas regras do sistema de partilha, a União poderá contratar diretamente a Petrobras para produzir em determinadas áreas no pré-sal no limite de até 5 bilhões de barris de petróleo e gás natural, sem licitação (por meio de cessão onerosa de direitos). Além disso, a companhia será a operadora de todos os blocos de exploração, nos quais terá participação mínima de 30%. Vencem as licitações as empresas que oferecerem a maior contribuição percentual à União de “petróleo-lucro”.

Viés nacionalista: O maior controle do Estado e o viés nacionalista, evidentes nas novas regras, se justificam, segundo o governo, entre outras coisas, pelo tamanho das reservas, pela necessidade de desenvolver a cadeia nacional de fornecedores de bens e serviços, e por ser o cenário atual diferente do de 1997, quando se optou pelo contrato de concessão.

Naquele momento, os blocos apresentavam alto risco e baixa rentabilidade, numa conjuntura em que o preço do barril do petróleo estava mais baixo e a Petrobras não dispunha de recursos para investir. Era necessário, então, que o sistema fosse mais atrativo ao capital estrangeiro. Hoje, ao contrário, os riscos da operação seriam menores, a rentabilidade maior, a Petrobras se encontra mais capitalizada e detém parte da tecnologia necessária para a produção nos campos do pré-sal (a outra parte está em desenvolvimento ou terá de ser introduzida por outras empresas).

O novo marco regulatório criou ainda uma nova estatal, que deverá se chamar Pré-Sal Petróleos SA (até o fechamento desta edição, em agosto de 2011, o nome ainda não era definitivo), incumbida de representar a União nos consórcios e comitês operacionais a serem criados para gerir os diferentes contratos de partilha - de forma a garantir a maior remuneração possível ao Estado - e também o Fundo Social, cuja missão é destinar parte dos recursos prioritariamente ao combate à pobreza, à educação de qualidade e à inovação científica e tecnológica.

Políticos de Estados que não produzem petróleo pressionam para que os *royalties* provenientes das atividades no pré-sal não privilegiem os Estados produtores

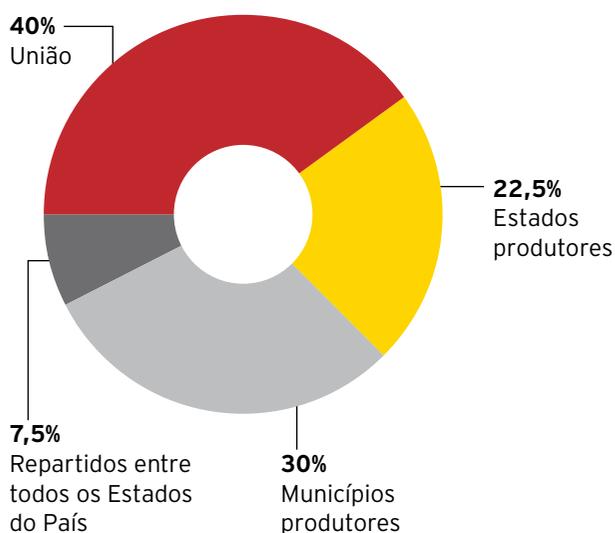
Royalties ainda em discussão

Uma das questões regulatórias mais polêmicas relacionadas ao petróleo e ao gás natural da camada pré-sal é o critério de distribuição da receita arrecadada com a exploração dentro do novo modelo de contrato de partilha de produção. As regras de repartição dos *royalties* integram projeto de lei em tramitação.

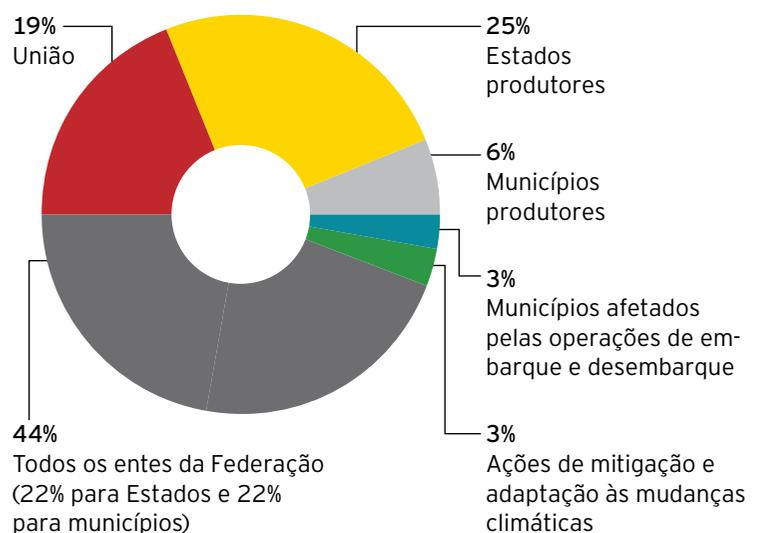
Há uma forte pressão de políticos representantes de Estados que não produzem petróleo para que os *royalties* provenientes das atividades no pré-sal não privilegiem os Estados produtores, mas sejam distribuídos por igual entre todos. O risco de que esse sistema venha a quebrar os Estados produtores, como Rio de Janeiro e Espírito Santo, porém, é grande, uma vez que esses Estados perderão uma parte de suas receitas.

Na proposta acertada entre os governadores e o então Governo Lula, ainda em discussão (até o fechamento desta edição), a distribuição se daria da seguinte forma: 25% para Estados produtores, 6% para municípios produtores, 3% para municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque, 19% para a União, 3% para ações de mitigação e adaptação às mudanças climáticas e os 44% restantes entre todos os entes da Federação (22% para Estados e 22% para municípios). Pela lei atual, Estados e municípios produtores ou confrontantes (com litoral de frente para os campos) e União ficam com a maioria dos recursos - 40% União, 22,5% Estados produtores e 30% municípios produtores. Apenas 7,5% do total é repartido entre todos os Estados do País.

Pela lei atual



Na proposta acertada entre os governadores e o ex-presidente Lula



Dependência dos recursos naturais

Outra preocupação que norteou a criação das novas regras de contratos foi a necessidade de se evitar problemas comuns a países que descubrem uma grande riqueza natural - a de se tornar excessivamente dependentes desta riqueza sem que os benefícios revertam para a maioria da população e outros setores econômicos.

De qualquer forma, apesar dos esforços do governo brasileiro para garantir que a atividade se desenvolva de forma sustentável na era do pré-sal, há muitos gargalos que precisarão ser enfrentados.

Uma das preocupações é com o fato de a Petrobras atuar como operadora única dos blocos. Inevitavelmente significará uma responsabilidade maior para a empresa e a União, e mais riscos. Não será uma tarefa fácil para uma única companhia coordenar tantos recursos humanos, técnicos e logísticos. A necessidade de atrair capital para uma empreitada que requer investimentos da ordem de US\$ 400 bilhões pode se tornar mais difícil em um sistema menos

atraente para os investidores estrangeiros. E o Brasil sozinho não dispõe desses valores.

Há também as dificuldades bem conhecidas de quem decide fazer negócio no Brasil, como a alta carga tributária (e, no caso do petróleo e gás, a inexistência de legislação tributária específica, como exposto mais à frente), o excesso de burocracia, falhas graves de infraestrutura e até um “apagão” de mão de obra, também abordado adiante.

Conteúdo local

O novo marco regulatório trouxe uma dificuldade extra, que é a de cumprir índices elevados de conteúdo local, ou seja, um percentual mínimo de equipamentos utilizados na exploração e produção de petróleo e gás deve ser de fabricação nacional. As exigências - coerentes com o princípio de fortalecer a indústria local - são de que na fase exploratória o percentual mínimo de nacionalização seja de 37%, e na fase de implantação de projetos de pelo menos 55% e média de 65%.

Ocorre que muitos equipamentos e peças necessários para a atividade

não são produzidos no País, o que vem obrigando companhias internacionais a comprar ou fazer parcerias com fornecedores brasileiros para passar a produzir no Brasil itens que já produzem no exterior. Inúmeras prestadoras de serviços, médias e pequenas, altamente especializadas, fornecem tecnologia para as plataformas, e a soma de tudo o que é produzido por essa extensa rede deve cumprir o conteúdo local, o que não é uma tarefa fácil. Em função disso, a ANP decidiu ampliar a fiscalização, credenciando para a função empresas certificadoras de experiência técnica comprovada em atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo e gás.

Garantia zero

Grandes companhias internacionais têm equipes e até departamentos para identificar fornecedores brasileiros que possam desenvolver localmente os itens de que necessitam. Quando ainda não produzem, esses empresários podem vir a desenvolver esses componentes, mas, para isso, dependem de linhas de crédito. Esse é um dos gargalos do sistema: qual a garantia que o produtor nacional tem de que, após obter o

Empresas formarão parcerias e consórcios. A governança corporativa será essencial para apurar o controle de custos e de estoques, e possibilitar a gestão de riscos

empréstimo para desenvolver um novo item ou uma nova tecnologia, sua mercadoria será comprada pela Petrobras? A garantia não existe se as licitações considerarem o menor preço, como é o caso.

Além de proporcionar, em geral, lucro menor às empresas participantes, o modelo de contrato de partilha vai exigir que elas mantenham uma estrutura gerencial e administrativa impecável e um sistema de custeio consistente, pois somente assim conseguirão, por exemplo, definir e apurar com precisão os itens que compõem o óleo-custo e o óleo-lucro, para determinar a parcela a ser destinada à União. Essas empresas necessariamente serão levadas a formar parcerias, *joint ventures* e consórcios. Para isso, precisarão cuidar da governança corporativa, apurar o controle de custos e de estoques, fazer gestão de riscos, conhecer a fundo a estrutura legal e comercial dessas associações. Tudo para que não restem dúvidas sobre a participação de cada parceiro.

O sistema de contratos de partilha tem potencial para contribuir de forma mais efetiva para o desenvolvimento socioeconômico

do País, mas há muitas dúvidas sobre se esse modelo é viável. O objetivo é grandioso, mas traz desafios múltiplos para os quais o Brasil ainda tem de encontrar soluções.

Lei do Gás

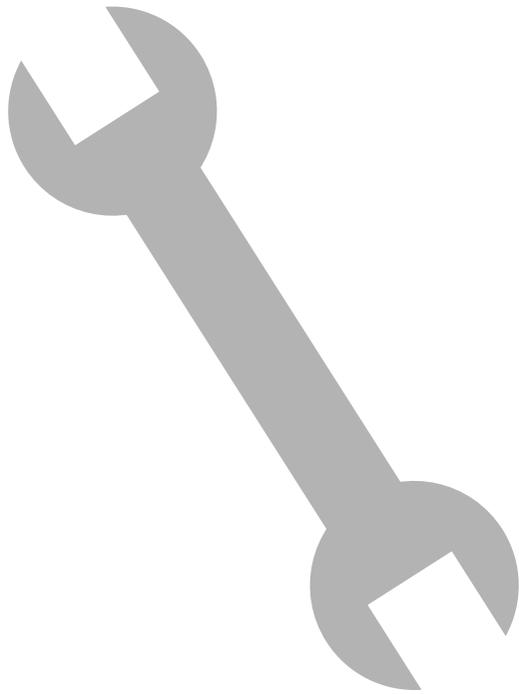
A exploração e a produção do gás natural têm suas particularidades em relação ao petróleo. Embora as descobertas das jazidas do pré-sal devam multiplicar, como já visto, a atual produção de 61 milhões de m³ por dia (dados da ANP de março de 2011), para que de fato o seu uso seja expandido no Brasil alguns investimentos terão de ser feitos.

O gás natural tem aplicação tanto como combustível, com a vantagem de uma combustão mais limpa que a gasolina e o diesel, como em residências e na indústria, na forma de matéria-prima. Mas é difícil de ser transportado, exigindo uma malha de gasodutos ou um processo de liquefação mais complexo, a temperaturas baixíssimas. A regulamentação da Lei nº 11.902, conhecida como Lei do Gás, em dezembro de 2010, estabeleceu um marco regulatório e deverá contribuir para atrair investidores privados para a construção e ampliação de dutos, aumentando a

sua disponibilidade em todo o território nacional.

A ideia é que a lei promova a segurança jurídica necessária para incentivar a implantação de redes particulares e com isso organizar o mercado de transporte de gás. São previstos o regime de concessão para os novos dutos e, em casos determinados pela ANP, como o de gasodutos construídos a partir de acordos internacionais, o regime de autorização (sem necessidade de licitação). A legislação também dispõe sobre transporte, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

Com a abertura de licitações, mais empresas poderão entrar no mercado de gás brasileiro, hoje praticamente monopólio da Petrobras, o que deve contribuir para aumentar a competição e baixar as tarifas. Há, ainda, uma expectativa por parte do governo de que a modalidade de contratos de concessão, que deverá contribuir para aumentar a infraestrutura de transporte, possa ajudar a atrair mais investimentos para a exploração e produção do gás natural.



Organização e gestão de risco

Todo setor submetido a rígidas regulamentações impõe às empresas de sua cadeia produtiva grandes desafios de organização e gestão para manter suas operações e o seu ritmo de crescimento. Em ambientes complexos, como o criado pelo marco regulatório da indústria de petróleo e gás no Brasil, vai-se exigir cada vez mais de operadoras e fornecedores um bom preparo para conhecer os riscos envolvidos na atividade e dar conta de atender ao aumento da demanda de produtos e serviços.

Por preparo entenda-se capacidade de planejamento, organização, gestão, mensuração e avaliação-requisitos básicos para um crescimento sustentável. O volume significativo de recursos que está sendo atraído para o setor irá impor a reestruturação de toda a cadeia, que deve estar apta a enfrentar um novo ciclo de crescimento econômico. As empresas dispostas a aproveitar as oportunidades do pré-sal precisarão investir em estruturas adequadas para dar conta dos desafios.

Entre elas estão os requisitos para fazer parte do cadastro de

fornecedoras da Petrobras. Podem se cadastrar de grandes multinacionais a pequenas empresas familiares, mas é preciso atender a um conjunto grande de requisitos, como documentos, balancetes, certidões negativas, entre outros. Exigências do novo marco regulatório, como o cumprimento das regras de conteúdo local, também trarão condições especiais, além dos regimes aduaneiros específicos para o setor, a exemplo do Repetro, que será detalhado mais adiante no tópico sobre tributos. São regras que exigem, por parte das empresas, uma envergadura organizacional melhor para um bom desempenho em um ambiente complexo de negócios.

O que determina o sucesso da empresa?

A organização da indústria de petróleo e gás se assenta nos seguintes pilares: processos, tecnologia da informação (TI) e pessoas. Essas três áreas atuando de forma harmônica, com a alocação eficaz dos recursos, vão determinar o sucesso da empresa. O setor de TI (como abordado adiante) deve contribuir com ferramentas de monitoramento de recursos, métricas e indicadores de performance. O controle da operação é fundamental para que se

A organização da indústria de petróleo e gás se assenta nos seguintes pilares: processos, Tecnologia da Informação (TI) e pessoas, que devem atuar de forma harmônica

cumpram, com responsabilidade, os contratos assumidos e se evitem as multas vultosas típicas dessa indústria. E o monitoramento de riscos também ganha importância excepcional quando se trata da atividade de petróleo e gás. As empresas precisam conhecer o universo de riscos para poder fazer um gerenciamento responsável, sendo a informação fundamental para subsidiar as decisões.

Neste caso, não se pode falar de gestão sem mencionar a necessidade de cuidar da governança corporativa, cujas boas práticas visam a preservar e aumentar o valor de mercado das organizações, bem como facilitar seu acesso ao capital e contribuir para sua longevidade. Os princípios básicos da governança corporativa que devem ser observados são transparência operacional, equidade (tratamento justo de todos os sócios e *stakeholders*), prestação de contas (*accountability*) e responsabilidade corporativa (políticas corretas de atuação socioambiental). Por fim, as empresas mais bem organizadas e atentas às boas práticas de governança corporativa são mais atrativas para os investidores e passam a reunir condições mais favoráveis para fazer frente aos desafios do pré-sal.

Desafios tecnológicos

Extrair e produzir o petróleo localizado na região pré-sal é um desafio considerável até mesmo para a Petrobras, empresa de referência mundial na operação em águas profundas. Além de localizados a uma profundidade muito maior, esses reservatórios apresentam um tipo de rocha diferente, formada por carbonatos, mais heterogênea e instável do que as encontradas nas perfurações em camadas pós-sal, com as quais a companhia está mais familiarizada.

Há a dificuldade ainda de atravessar 2 quilômetros de sal para chegar a esses reservatórios. Por sua natureza plástica, o sal pode prender a coluna de perfuração e fazer com que o poço se feche, além de danificar o aço usado na operação. Por isso, há todo um investimento em desenvolvimento de materiais mais resistentes. Outro grande desafio é o fato de o petróleo extraído do pré-sal vir acompanhado de alto teor de dióxido de carbono, uma vez que, combinado com a água, esse CO₂ forma ácido carbônico e corrói o aço que reveste os equipamentos.





Pesquisa científica avança

Para enfrentar esses obstáculos, a Petrobras tem investido em pesquisa científica e tecnológica, como as realizadas pelo seu Centro de Pesquisas (Cenpes) e os programas em parceria com universidades e instituições de pesquisa e desenvolvimento (P&D) de todo o País. Mas há uma série de serviços e equipamentos de alta tecnologia que precisarão ser fornecidos por grandes companhias de petróleo internacionais que participam da operação. Também para elas o pré-sal apresenta um desafio de inovação, e algumas montaram laboratórios no País.

Embora a indústria do petróleo no oceano envolva estruturas imensas - como plataformas e navios com guindastes capazes de levantar toneladas de tubos flexíveis, sondas, robôs submarinos e um complexo de válvulas e instrumentos eletrônicos que controlam o fluxo dos poços - o segundo grande desafio tecnológico, depois das peculiares características geológicas da camada pré-sal, está relacionado à área de tecnologia da informação (TI).

TI fundamental para gestão de risco

Todas as operações envolvidas com a recuperação do petróleo dos reservatórios, engenharia de poços, enfrentamento do desafio da presença do CO₂ nas rochas, escoamento do petróleo, distância da costa etc. precisam ser acompanhadas pelos computadores. É a área de TI que vai cuidar de tópicos fundamentais, como gestão de risco. Numa atividade como essa, os riscos estão em todos os lugares, de acidentes ambientais e pessoais até os relacionados à continuidade da operação e a ocorrências como atrasos e ausência de técnicos - relevantes quando se tem aluguéis de equipamentos com diárias na faixa de centenas de milhares de dólares.

Além da gestão de conhecimento, cabe à área de TI a responsabilidade pela armazenagem e transmissão de informações e por garantir o relacionamento colaborativo entre profissionais. Como em outras atividades, também a indústria do petróleo hoje depende de trabalho feito a distância.

A indústria corre para gerar inovação tecnológica para a extração do petróleo do pré-sal com a criação de soluções que ajudem nos desafios da logística e infraestrutura

Ainda mais em uma estrutura imensa e cheia de desafios, com bases em alto-mar. Necessita-se de mão de obra extremamente especializada, e não há engenheiros e técnicos suficientes para trabalhar em cada plataforma. Muitos se encontram em países diferentes e precisam trocar ideias em tempo real. A tendência, portanto, será o controle da produção feito de forma centralizada, a cargo de uma espécie de torre de comando, como nos aeroportos.

Novas oportunidades

Essa forma nova de trabalhar pode gerar oportunidades para profissionais de TI e pequenas e médias empresas encarregadas de encontrar soluções tecnológicas e de gestão, com a Petrobras permanecendo na função de coordenação. Serão cada vez maiores os investimentos para garantir que o monitoramento das operações e que as atividades ocorram sem interrupções.

Outro ponto é a segurança de informações, que ainda recebe pouca atenção no Brasil. Mas, com o País ganhando projeção no mundo, a

tendência é que se invista mais em TI para garantir a segurança de dados, evitar vazamento de informações, zelar pela propriedade intelectual e prevenir espionagem. A Petrobras vem desenvolvendo tecnologias nessa área, e a cadeia de fornecedores como um todo deve começar a olhar o assunto com mais cuidado. Além de segurança, a confiabilidade dos dados, em uma atividade que tende a ser cada vez mais informatizada, será fundamental para embasar a tomada de decisões durante as atividades de exploração e produção.

Logística e infraestrutura complexas

Os grandes desafios tecnológicos são acompanhados por outros, de idênticas proporções, nas áreas de logística e infraestrutura. A distante localização dos blocos de exploração representa uma situação inédita no mundo, e exigirá soluções inovadoras de logística para a movimentação de pessoas, materiais e equipamentos.

A Petrobras estuda, por exemplo, a construção de uma base em alto-mar para abrigar postos de

abastecimento, armazéns, helipontos e alojamentos. Nas plataformas em operação hoje na Bacia de Campos, o transporte de pessoas - que exige agilidade - é feito por helicópteros, mas as distâncias médias são de 100 quilômetros. Em distâncias de 300 quilômetros, os helicópteros teriam de voar até 600 quilômetros, ida e volta, sem abastecer (contando com a possibilidade de não poder pousar por causa de mau tempo), o que representa o limite de autonomia dos aparelhos. Daí a necessidade de um ponto de abastecimento no oceano.

Base de apoio

A base de apoio também será fundamental para receber passageiros de embarcações de grande porte, oferecer atendimento médico e abrigar pessoas no caso de aeronaves não poderem decolar. Outra importante razão para se construir uma estrutura assim (provavelmente serão necessárias algumas delas) está relacionada aos planos emergenciais. No caso de acidentes como o do Golfo do México, é muito mais difícil tomar as providências necessárias e em tempo hábil partindo exclusivamente da costa.

Supply chain e a cadeia de fornecedores

Outro desafio logístico que se impõe e que não depende de grandes estruturas físicas é o de planejamento e organização. O conceito de *supply chain*, ou de administração voltada para a integração de todos os negócios existentes na cadeia de abastecimento, seria apropriado para dar respostas já no momento em que a atividade está voltada para a instalação e exploração.

A grande movimentação de pessoal e equipamentos, com

o envolvimento de terceiros, traz um desafio grande de gestão de contratados, fornecedores, enfim, de coordenação de toda a cadeia. O planejamento e a visibilidade das demandas e dos fluxos de materiais também são fundamentais para o bom andamento das operações, principalmente em uma atividade em que a indisponibilidade de insumos requeridos pode gerar custos e estresses operacionais de grandes dimensões. A gestão de risco é também uma atribuição da área de *supply chain*, responsável por assegurar o cumprimento de todos os procedimentos de segurança e avaliar os pontos sensíveis de todas as operações, inclusive riscos ambientais.

Setores estruturais

Às questões de logística se acrescentam as de infraestrutura. Uma empreitada como a da exploração da camada pré-sal - com a participação de mais de 60 companhias de petróleo (entre brasileiras, estrangeiras, além da própria Petrobras) e a perspectiva de duplicação da atual produção brasileira de petróleo e gás em poucos anos - exige investimentos em ampliação de portos e aeroportos, nos setores naval, hoteleiro e imobiliário, em todo tipo de atividade de apoio *offshore* e marítimo. No caso da estrutura portuária, a sua ampliação depende, para que atenda ao aumento de



A massificação do uso de gás natural e o aumento de sua relevância na matriz energética do País vão depender da expansão das redes de gasodutos

demanda previsto, de investimentos também na malha rodoviária e ferroviária e na desburocratização e agilidade das operações.

Outros segmentos da indústria de petróleo e gás - de refino e comercialização de combustíveis - também vão exigir grandes aportes de recursos em modernização e construção de novas refinarias, rodovias, ferrovias e gasodutos. A ampliação do parque de refino nacional, para a qual a Petrobras reserva investimentos substanciais para os próximos anos, é fundamental para agregar valor à indústria petrolífera, pois se trata de etapa de processamento da *commodity*. Hoje, o País conta com

13 refinarias, sendo 11 da Petrobras, quase todas construídas há mais de 40 anos e projetadas para processar petróleo leve (principalmente importado dos países árabes), não o petróleo nacional, mais pesado. Os aportes nesse setor são importantes para que o País possa ofertar produtos com maior valor agregado, como diesel e gasolina com menos enxofre.

Espera-se que a regulamentação da Lei do Gás incentive investimentos na construção de gasodutos. O produto gás, para se tornar viável comercialmente, necessita de uma rede física de gasodutos de transporte que, no Brasil, ainda é muito pequena, dada a extensão

territorial do país: são menos de 8 mil km de dutos instalados, com oferta mais concentrada nas regiões Sul e Sudeste. E também de uma malha de gasodutos de transporte, hoje de responsabilidade principalmente da Petrobras, por meio de suas subsidiárias Gaspetro e BR Distribuidora. A massificação do uso de gás natural e o crescimento de sua importância na matriz energética do País vão depender da expansão dessas redes.



Como financiar o pré-sal

A indústria de petróleo e gás envolve números gigantescos, a começar pelas cifras correspondentes aos recursos necessários para financiar as suas atividades.

Com as descobertas do pré-sal, o setor no Brasil deverá atrair volumes adicionais de investimentos que se aproximam do PIB de vários países. As inúmeras empresas que já integram e as que pretendem integrar a cadeia de fornecedores estão a campo em busca de financiamento para cumprir as demandas. Mas a grande questão é: onde conseguir tais financiamentos e quais os mais eficientes?

Project finance tem baixo custo de financiamento

Existem algumas modalidades que podem se adequar aos planos de investimento de empresas de diferentes portes e especialidades. O *project finance*, por exemplo, é a possibilidade de financiar novos projetos a partir do seu próprio fluxo de caixa. Essa modalidade pressupõe um projeto economicamente viável, exposição baixa aos riscos e um ambiente regulatório transparente

e estável. Trata-se de um modelo customizado, de estruturação complexa, mas baixo custo de financiamento.

Seria adequado, por exemplo, a um fornecedor da Petrobras que acaba de fechar um contrato no valor médio de R\$ 500 milhões para fornecer determinados equipamentos e que, para cumprir a demanda, precisa fazer investimentos na produção. Esse contrato, que estabelece um fluxo de caixa, é a garantia de que a instituição financeira precisa para estruturar o recurso.

Private equity profissionaliza a gestão

Uma segunda forma de *funding*, ou captação, é por meio dos fundos de *private equity*. Esse tipo de investimento envolve a compra de participação acionária em empresas de grande potencial de crescimento. Esses fundos podem ter papel ativo na gestão das empresas e atuam como alavanca ao seu desenvolvimento. No Brasil, existem atualmente fundos de *private equity* setoriais, focados na cadeia de petróleo e gás.

A modalidade pode ser interessante para pequenos e médios



Com as descobertas do pré-sal, o setor de petróleo e gás no Brasil deverá atrair volumes adicionais de investimentos que se aproximam do PIB de vários países

fornecedores e prestadores de serviços da Petrobras que sejam empresas de capital nacional, familiares, várias delas de caráter tecnológico. Os fundos de *private equity* devem aumentar sua participação nesse setor e podem ter um papel importante no fortalecimento da cadeia de fornecedores, ajudando a consolidar o mercado nacional de petróleo e gás.

Linhas tradicionais são mais caras

Outras duas formas mais tradicionais são as linhas de financiamento de curto e de longo prazo. A primeira, disponível em bancos comerciais, apresenta baixa burocracia para liberação. Atende às necessidades mais imediatas, adequadas ao financiamento de capital de giro, porém o custo das taxas cobradas pela instituição financeira é alto. A segunda, com valor financeiro menor, é o financiamento obtido junto a instituições financeiras públicas, como Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), Caixa Econômica Federal (CEF), Fundo da Marinha Mercante (FMM), Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), entre outros.

Governança em primeiro lugar

Seja para fazer transações ou obter financiamento - especialmente nas modalidades de *project finance* e *private equity* -, as empresas precisarão se dedicar ao trabalho de governança corporativa, com o estabelecimento de métodos e processos transparentes que deem tranquilidade e confiança ao parceiro ou investidor. O êxito na captação de recursos, sem a qual não há como movimentar esse setor tão dependente de investimentos em larga escala, vai depender fundamentalmente do preparo e estrutura das companhias envolvidas.

Fusões e aquisições devem continuar

A definição do conteúdo local pelo marco regulatório do pré-sal e a maior entrada de capital nessa atividade provocaram um aumento no número de fusões e aquisições visando principalmente à cadeia de fornecedores de equipamentos e prestadores de serviços do setor. As transações são de vários tipos: empresas de capital estrangeiro que compram empresas brasileiras estabelecidas no País, no exterior,

ou ainda outras de capital estrangeiro com atividades no Brasil; e companhias nacionais que adquirem brasileiras, empresas de capital estrangeiro estabelecidas fora do Brasil ou com operações em território nacional.

Entre os exemplos de negócios realizados em 2010 estão duas grandes aquisições envolvendo capital proveniente da China. As chinesas Sinopec e Sinochem compraram, respectivamente, 40% da subsidiária no Brasil da companhia espanhola Repsol (por US\$ 7,1 bilhões) e 40% do campo Peregrino, na Bacia de Campos, operado pela norueguesa Statoil (por US\$ 3 bilhões).

Estima-se que o volume de recursos que deve ingressar na indústria de petróleo e gás no Brasil nos próximos anos fará aumentar ainda mais esse movimento de transações. Para cumprir a regra do conteúdo local, as empresas estrangeiras que querem atuar na cadeia do pré-sal têm a opção de investir no Brasil em plantas fabris para produzir bens localmente ou acelerar o processo comprando empresas já estabelecidas aqui e que tenham em seus portfólios os serviços requeridos dentro da cadeia.

Falta regra tributária específica

Para que a indústria de petróleo e gás no Brasil se desenvolva com sustentabilidade, é urgente definir as regras de cobrança dos tributos que incidem sobre a atividade. Desde o fim do monopólio da Petrobras sobre a exploração e produção, em 1997, o ambiente regulatório pouco evoluiu, principalmente no que se refere à carga tributária. Esse cenário vem gerando instabilidade jurídica e obrigando as empresas a buscar esclarecimentos junto às autoridades fiscais, e a um grande esforço de interpretação da lei.

Um setor com características peculiares como o de petróleo e gás deveria contar com uma área tributária específica, o que ainda não existe no País. As leis vigentes se detêm mais nos modelos de contrato, pagamentos de *royalties* e outras participações da União, e deixam muitas lacunas sobre a

definição de critérios contábeis para a atividade, importantes para se calcular os créditos tributários. Para lidar com essa situação de vácuo legal, as empresas do setor usam métodos diferentes de contabilidade, com base em experiências internacionais.

Entre as poucas regras tributárias voltadas para o setor de petróleo e gás estão normas especiais para cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) - que no caso de energia elétrica, petróleo e gás é feita no Estado de destino, e não de origem -, e o Repetro, sigla para regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural. O Repetro, com vigência até 2020, isenta de cobrança de impostos federais a importação de equipamentos específicos para essas atividades. Em vários Estados, também o ICMS não é cobrado.



Com a intensificação das fusões e aquisições, envolvendo grandes volumes de recursos financeiros, o cuidado com a questão tributária se torna ainda mais importante

Ambiente inseguro

Embora o incentivo fiscal do Repetro seja um dos principais pilares da indústria no Brasil, ele vem sendo intensamente questionado, o que contribui para o ambiente de insegurança. Um estudo recente da Associação Brasileira de Máquinas e Equipamentos (Abimaq), por exemplo, defende o fim do incentivo, que teria levado o Brasil a perder R\$ 25 bilhões em impostos nas compras das operadoras de petróleo entre 2005 e 2009, ou R\$ 100 bilhões, considerando os impostos indiretos gerados dentro da cadeia de fornecedores.

Criticado ainda como um benfeitor principalmente das grandes companhias estrangeiras, o Repetro, tem outra particularidade. Estender seus benefícios à exportação ficta - a possibilidade de bens do setor de petróleo e gás fabricados no Brasil serem exportados a empresas estrangeiras, porém sem sair do território nacional, ou seja, com utilização dentro do País. É uma exportação simbólica seguida de importação, de forma a obter, assim, a isenção de impostos.

A exportação ficta não é bem-aceita por vários Estados. O Rio de Janeiro é um desses exemplos que não

aprova esse modelo e que também questionam na Justiça a regra de cobrança do ICMS no destino (que beneficia principalmente os grandes consumidores de petróleo, como São Paulo). O Estado luta por instituir a cobrança do ICMS sobre a extração, ou seja, no local de origem da produção.

Nesse cenário de intensificação de atividade da fusões e aquisições envolvendo grandes volumes de recursos financeiros, o cuidado com a questão tributária se torna ainda mais importante. O vazio legislativo de um lado, o excesso de tributos e a alta carga tributária de outro, além de muita burocracia, geram insegurança jurídica para as empresas e os investidores. A situação reforça a demanda por gestão de risco e uma boa gestão fiscal, como forma de proporcionar alguma tranquilidade aos investidores.

Déficit de capital humano

O déficit de mão de obra qualificada é um dos grandes gargalos da atividade. O número de técnicos e engenheiros especializados de que o País dispõe - ou que formará nos próximos anos - não é suficiente

para dar conta das demandas geradas com o grande volume de investimentos direcionados à exploração e produção no pré-sal. Uma das consequências mais imediatas é a vinda, em massa, de profissionais estrangeiros.

Segundo o Ministério do Trabalho e Emprego, desde 2006 o número de pedidos de autorização de estrangeiros para trabalhar no País vem crescendo ano a ano. Em 2010, 56.006 foram autorizados a trabalhar no Brasil, contra 42.914 em 2009. Do total das autorizações concedidas no ano passado, 53.441 foram de caráter temporário, com permanência no País de até dois anos. O setor de petróleo e gás é o principal demandante dessas autorizações, geralmente destinadas a profissionais especializados na supervisão de montagem de equipamentos e com a missão de comandar o trabalho, por exemplo, em navios-sonda, usados para perfuração de poços em alto-mar.

Ingresso de estrangeiros qualificados deve dobrar

Os pedidos vêm aumentando nos últimos anos não só para a atividade de exploração e produção, mas também de construção de refinarias, portos, estaleiros, obras de

infraestrutura. A tendência é que o ingresso de estrangeiros dobre em uma década, introduzindo um novo perfil de imigrante no País: o do profissional altamente qualificado e de variadas nacionalidades.

No caso do setor petrolífero, as embarcações e plataformas já vêm tripuladas do exterior, com centenas de profissionais que precisam obter autorização para ingressar no Brasil ou trabalhar como embarcados, *offshore*. Hoje já há mais expatriados do que brasileiros nas plataformas, que empregam de 150 a 400 pessoas. A ponto de se falar na necessidade de flexibilizar a legislação que incide sobre esses trabalhadores, matéria de projeto de lei em tramitação no Congresso que exige percentuais mínimos de brasileiros em várias etapas de produção nas plataformas.

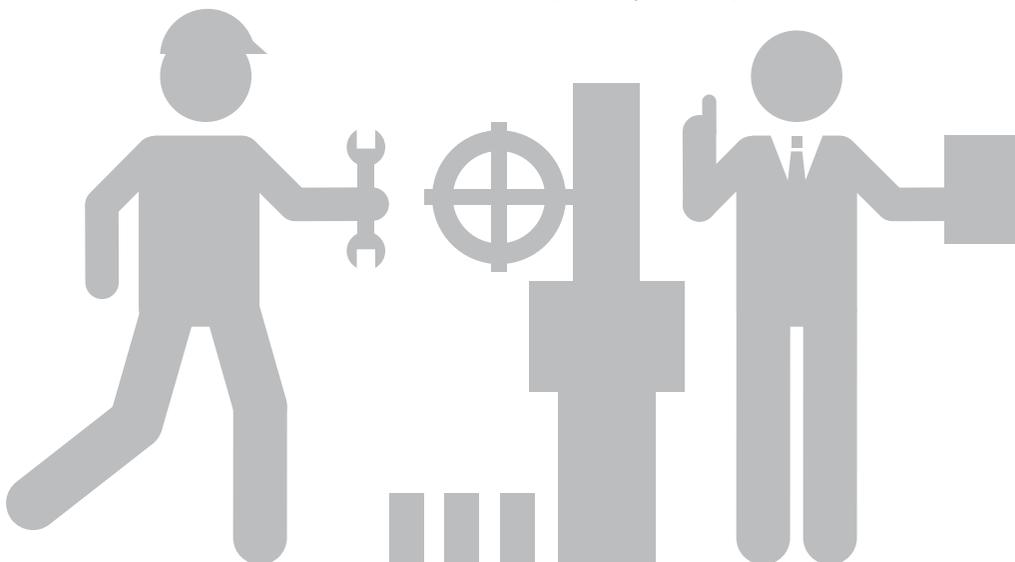
Visto é ponto crítico

As empresas que estão trazendo essa mão de obra de fora se deparam com várias questões em relação à concessão de autorização de visto de trabalho que precisam ser olhadas com cuidado e exigem assessoria especializada e muito planejamento. Por exemplo, quando expiram os vistos de profissionais sem os quais o trabalho não pode prosseguir, pode-se levar meses para conseguir novos vistos, o que traz o risco de paralisação da produção.

Além disso, é preciso que a companhia se certifique de estar pedindo o visto certo, sob o risco de levar multas pesadas. Existem vários tipos, como o visto para assistência técnica, transferência de tecnologia e especialistas que permanecerão embarcados sem poder ir ao continente (a não ser direto para o aeroporto) e até vistos permanentes para diretores, executivos e outros profissionais com poderes de gestão. Quase todos expedidos às centenas de uma vez, o que exige iniciativas coletivas para facilitar a burocracia no Ministério do Trabalho.

Questões fiscais e previdenciárias específicas

Há questões fiscais e previdenciárias que precisam ser observadas e



Hoje, há mais expatriados do que brasileiros nas plataformas de petróleo, que empregam de 150 a 400 pessoas. Com o apagão de mão de obra, cogita-se elevar essa participação

aplicadas às características muito peculiares da atividade de petróleo e gás. No que diz respeito aos expatriados, por exemplo, é necessário, de imediato, definir a data de caracterização da residência fiscal dos estrangeiros no País - determinada em função da natureza do visto que conseguir - para atender as autoridades fiscais. A partir daí, ele saberá quanto dos seus rendimentos será submetido ao sistema tributário brasileiro e quando passará a cumprir obrigações como a declaração do Imposto de Renda.

Os portadores de visto permanente ou temporário com contrato de trabalho passam a ser residentes fiscais a partir da data de entrada no País, enquanto que os portadores de visto temporário sem vínculo empregatício com empresa brasileira (visto marítimo/*offshore*) tornam-se residentes fiscais após 183 dias de permanência (consecutivos ou não) em período de 12 meses. Em termos gerais, esse tipo de visto permite ao estrangeiro manter o vínculo empregatício com o empregador de seu país de origem.

Assim, ele não pode ser incluído em folha de pagamento local, receber da empresa brasileira qualquer tipo de pagamento não contemplado no acordo enquanto permanecer no Brasil sob a condição de técnico,

ou ser submetido aos encargos sociais vigentes. A maioria dos expatriados ingressa no País com o visto *offshore*.

Bitributação - ponto de alerta

Facilitar a vinda de estrangeiros não basta para resolver o "apagão" de mão de obra, mas há uma questão que tem de ser equacionada com urgência, que é a da bitributação desses trabalhadores, o que os leva ao recolhimento de impostos no Brasil e no país de origem. O Brasil firmou tratados internacionais com vários países com o objetivo de evitar essa dupla tributação, disciplinando a aplicação ou incidência dos impostos sobre a renda. Há casos como o dos Estados Unidos, da Inglaterra e Alemanha, onde se aplica a reciprocidade de tratamento fiscal, que tem por objetivo minimizar a bitributação - nesses ambientes, é possível tomar crédito do imposto pago em um país no outro, desde que se observe a legislação corrente.

Como minimizar a sobretaxa?

No caso dos países que não possuem tratado direto com o Brasil ou acordo de reciprocidade, o expatriado poderá ser bitributado se não tomar alguns cuidados fundamentais.

Para evitar que o estrangeiro suporte qualquer prejuízo fiscal, as empresas devem adotar o "*tax equalization*" ou "*tax protection*", que são mecanismos que impedem que ele pague além da carga tributária a que estaria sujeito em seu país de origem.

Ao deixar o Brasil e para eliminar problemas futuros, o trabalhador precisa cumprir ainda outras formalidades diante da Receita Federal, como apresentação de declaração e comunicação de sua saída, mesmo que em caráter temporário, além da nomeação de procurador para representá-lo perante as autoridades brasileiras na condição de não residente fiscal.

Leis trabalhistas próprias

Há toda uma legislação específica (Lei nº 5.811/72) que dispõe sobre o regime de trabalho dos empregados em atividades de exploração, perfuração, produção e refinamento de petróleo, na industrialização do xisto, indústria petroquímica e transporte de petróleo e seus derivados por meio de dutos. Mas esses profissionais também são protegidos pela Consolidação das Leis do Trabalho (CLT). Uma das regras específicas, por exemplo, determina que o empregado que presta serviços na

atividade petrolífera poderá ser mantido em seu posto de trabalho sob o regime de revezamento, sempre que isso for imprescindível à continuidade operacional. Esse revezamento prevê repouso de 24 horas para cada turno de 8 horas (*onshore*) e 12 horas (*offshore*). Por causa da periculosidade da função, os trabalhadores em plataformas de petróleo têm direito à aposentadoria especial por tempo de serviço em 25, 20 ou 15 anos.

Apagão de mão de obra

A questão do capital humano na atividade de petróleo e gás passa muito pela legislação trabalhista, pela facilitação da vinda de estrangeiros, mas também pela urgente formação de novos profissionais, para evitar o alardeado “apagão” de mão de obra. Se a proposta das atividades no pré-sal é o desenvolvimento socioeconômico brasileiro, é preciso capacitar gente no País. Nos próximos anos, as universidades terão de formar mais engenheiros de petróleo, engenheiros navais, de perfuração, de meio ambiente, geólogos, profissionais de TI, entre outros. Ainda assim, serão profissionais jovens, com pouca experiência, o que pode aumentar o risco de acidentes. Daí a importância do trabalho lado a lado com

os estrangeiros, para transmissão de conhecimento.

Preocupação socioambiental

A descoberta das jazidas do pré-sal e sua promessa de maior desenvolvimento socioeconômico para o Brasil esbarram em vários desafios importantes, como visto até aqui. Um dos maiores - senão o maior de todos - é o desafio da sustentabilidade. Como se sabe, petróleo e gás natural são matérias-primas de combustíveis fósseis, um dos responsáveis pelo agravamento do efeito estufa no mundo. Serão investidos bilhões de dólares na exploração, produção, refino e distribuição de produtos considerados vilões do equilíbrio ambiental, já que a previsão é de que por décadas ainda o planeta não poderá viver sem eles.

Não bastasse isso, a própria atividade de exploração e produção de petróleo e gás, que tende a se tornar mais intensa no País, contribui para o aumento da emissão dos gases causadores de aquecimento global, além de representar um risco extra ao meio ambiente, que é o dos grandes vazamentos de petróleo. O perigo é

considerado maior no caso das operações em águas profundas, e o exemplo negativo sempre citado é o do vazamento no Golfo do México, há um ano, após explosão em uma plataforma da British Petroleum, em episódio considerado como o maior acidente ambiental da história dos Estados Unidos.

Fundo Social

Apesar desse cenário, existem vários caminhos que podem ajudar a minimizar o impacto ambiental e social da atividade petrolífera. O próprio Fundo Social, previsto pelo novo marco regulatório, deverá ter seus recursos usados no combate à pobreza, na educação e em inovação científica e tecnológica - aí incluindo o desenvolvimento de fontes energéticas mais limpas. Seria uma contrapartida a favor do meio ambiente, embora os resultados provavelmente só apareçam em 10, 20 anos. Num prazo mais curto, há investimentos que as empresas do setor podem fazer para reduzir a emissão de gases do efeito estufa na fase da exploração e aumentar a eficiência energética. É possível, por exemplo, elevar o aproveitamento do gás natural nas plataformas e reduzir o volume de “*flair*”, como é chamado o fogo permanente causado pela queima do resíduo

Uma iniciativa também recomendável às empresas é o fortalecimento das parcerias com as comunidades do entorno do negócio e ONGs dedicadas à proteção do meio ambiente

de gás. Além disso, as companhias podem elevar, paralelamente, os investimentos em biocombustíveis e fontes renováveis de energia.

Pensando no conjunto da cadeia de suprimentos e das companhias de petróleo, uma medida importante será compatibilizar objetivos de redução da emissão de poluentes com o aumento da produção de petróleo e do número de empresas do setor atuando no Brasil a partir da exploração do pré-sal. Outro ponto fundamental é incluir requisitos de sustentabilidade nas operações dos fornecedores locais que serão chamados a operar para que a atividade cumpra as exigências de conteúdo local. Hoje, as regras de conteúdo local não mencionam o tema sustentabilidade.

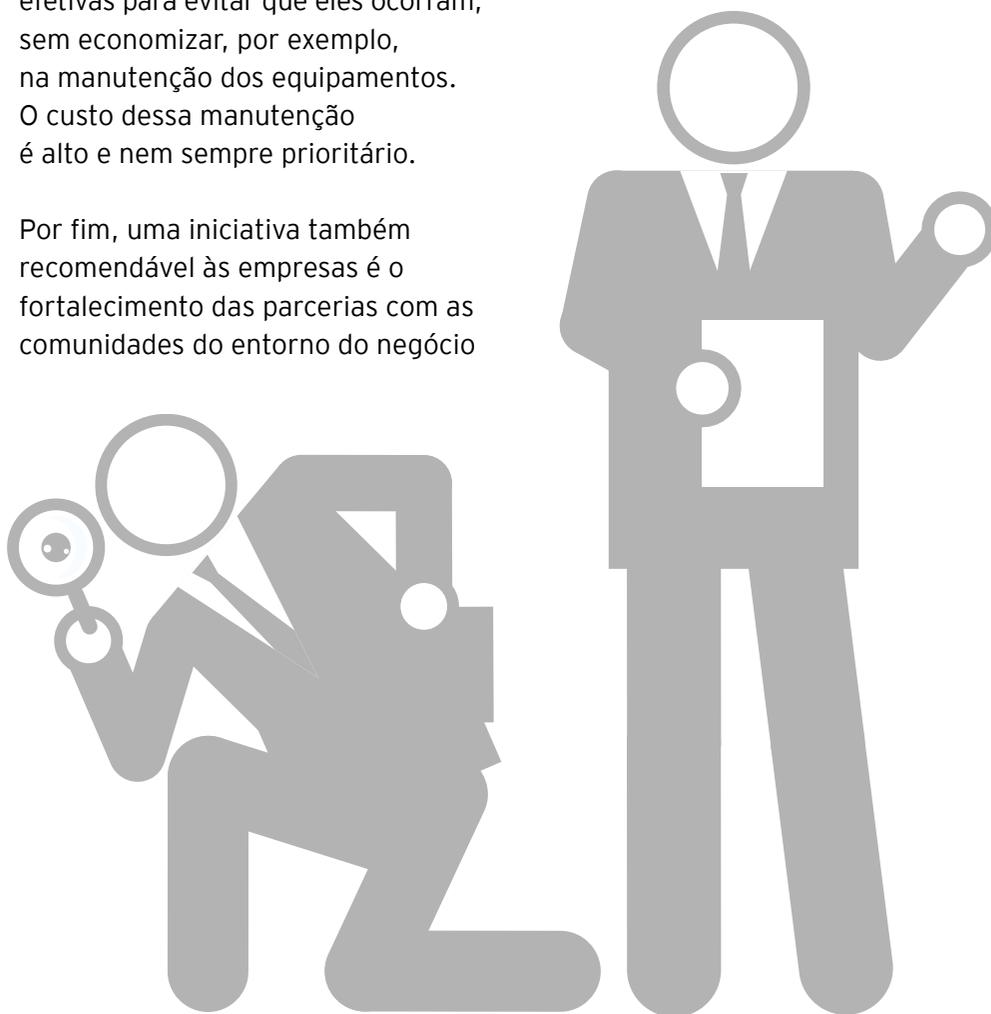
Há ainda várias iniciativas relevantes nessa direção. Uma delas é dispor de instalações para destruição e tratamento dos resíduos adicionais gerados com a operação do pré-sal. As instalações atuais não comportam mais resíduos da atividade, formados principalmente por petróleo e toda sorte de produtos químicos. Outra é o monitoramento ou controle sobre emissões de resíduos de toda a cadeia do pré-sal.

Impacto de acidentes

Quanto ao risco de acidentes, como vazamento de petróleo no oceano, a gestão de risco, nesse caso, deve levar em conta mais o impacto do acidente - que é gigantesco, com graves prejuízos ambientais, sociais e financeiros e com repercussão internacional - do que a chance de ocorrência, que geralmente é pequena. Então, mesmo com baixa probabilidade, o impacto eleva muito o risco da atividade. Assim, as empresas deverão tomar medidas efetivas para evitar que eles ocorram, sem economizar, por exemplo, na manutenção dos equipamentos. O custo dessa manutenção é alto e nem sempre prioritário.

Por fim, uma iniciativa também recomendável às empresas é o fortalecimento das parcerias com as comunidades do entorno do negócio

e organizações não governamentais dedicadas à proteção do meio ambiente, para ações mais efetivas. Algumas companhias petrolíferas já partiram para a criação de departamentos para cuidar de áreas contaminadas, eficiência energética e mudanças climáticas. Essa é uma tendência que deve se consolidar, assim como a inclusão da questão da responsabilidade socioambiental e de saúde pública no planejamento estratégico da empresa, considerada indissociável dos negócios.



São Paulo | SP

Avenida Nações Unidas, 12.995
13º, 14º, 15º, 16º e 26º andares
Brooklin Paulista
CEP: 04578-000
+55 11 3054-0000

Condomínio São Luiz
Avenida Presidente Juscelino
Kubitschek, 1830
Torre I - 5º ao 10º e 13º andares Torre II
- 5º ao 7º e 10º andares
Itaim Bibi
CEP: 04543-900
+55 11 2573-3000

Centro Empresarial de São Paulo
Avenida Maria Coelho Aguiar, 215
Bloco B - 4º andar
Jardim São Luiz
CEP: 05804-900
+55 11 2573-2476

Rio de Janeiro | RJ
Centro Empresarial Botafogo
Praia de Botafogo, 300 - 13º andar
Botafogo
CEP: 22250-040
+55 21 2109 1400

Edifício Argentina
Praia de Botafogo, 228
Ala B - 13º andar
Botafogo
CEP: 22359-900
+55 21 3736 9500

Belo Horizonte | MG
Rua Antônio de Albuquerque, 166
10º e 11º andares
Funcionários
CEP: 30112-010
+55 31 3232 2100

Blumenau | SC
Edifício California Center
Rua Doutor Amadeu da Luz, 100
8º andar - Conjunto 801
Centro
CEP: 89010-910
+55 47 2123 7600

Brasília | DF
SHS - Quadra 06 - Conjunto A
Bloco A - Edifício Brasil 21
Sala 105 - 1º andar
CEP: 70316-000
+55 61 2104 0100

Campinas | SP

Galleria Corporate
Avenida Doutor Carlos Grimaldi, 1701
3º andar - Sala 3A
Fazenda São Quirino
CEP: 13091-908
+55 19 3322 0500

Curitiba | PR
Condomínio Centro Século XXI
Rua Visconde de Nacar, 1440
14º andar
Centro
CEP: 80410-201
+55 41 3593 0700

Porto Alegre | RS
Centro Empresarial Mostardeiro
Avenida Mostardeiro, 322 - 10º andar
Moinhos de Vento
CEP: 90430-000
+55 51 3204-5500

Recife | PE
Edifício Empresarial Center III
Rua Antônio Lumack do Monte, 128
14º andar
Boa Viagem
CEP: 51020-350
+55 81 3201-4800

Salvador | BA
Edifício Guimaraes Trade
Av. Tancredo Neves, 1189 - 17º andar
Pituba
CEP: 41820-021
+55 71 3501-9000

Goiânia | GO
Edifício Vanda Pinheiro
Avenida República do Líbano, 1551
4º andar - Sala 402
Setor Oeste - Lotes 6 e 8 - Quadra D-1
CEP: 74125-125
+55 62 3212 0210

Fortaleza
Centro Empresarial Iguatemi
Avenida Washington Soares, 55
Sala 508
Cocó
CEP: 60811-341

Projeto e direção editorial: **Mítzy Olive Kupermann**

Coordenação editorial: **Roseli Loturco e Clarissa Wahl**

Apoio editorial: **Michele Gassi e Paula Quental**

Diagramação: **Alexandre Rugério**

Infográficos: **Mario Kano**

Revisão: **João Hélio de Moraes**

Desenvolvimento de conteúdo: **Ernst & Young Terco e FGV Projetos**

Coordenação técnica: **FGV Projetos**

Equipe FGV Projetos

Diretor do projeto: **César Cunha Campos**

Supervisor: **Ricardo Simonsen**

Coordenador do projeto: **Fernando Blumenschein**

Modelagem e análise: **Diego Pozo, Otavio Mielnik e Rafael Kaufmann**

Apoio: **Gabriel Naumann, Raíza Adler e Rodrigo Dias**

Esta é uma publicação do Departamento de Comunicação e Gestão da Marca da Ernst & Young Terco Brasil. A reprodução deste conteúdo, na totalidade ou em parte, é permitida desde que citada a fonte.

Ernst & Young Terco

Auditoria | Impostos | Transações Corporativas | Consultoria
Middle Market | Governo | Serviços Financeiros

Sobre a Ernst & Young ▶ A Ernst & Young é líder global em serviços de auditoria, impostos, transações corporativas e consultoria. Em todo o mundo, nossos 141 mil colaboradores estão unidos por valores pautados pela ética e pelo compromisso constante com a qualidade. Nosso diferencial consiste em ajudar nossos colaboradores, clientes e as comunidades com as quais interagimos a atingir todo o seu potencial.

No Brasil, a Ernst & Young Terco é a mais completa empresa de consultoria e auditoria, com 4.100 profissionais que dão suporte e atendimento a mais de 3.800 clientes de pequeno, médio e grande portes, sendo que 117* são companhias listadas na CVM e fazem parte da carteira especial da equipe de auditoria.

www.ey.com.br

© 2011 EYGM Limited. Todos os direitos reservados.

Esta é uma publicação do Departamento de Comunicação e Gestão da Marca.
A reprodução deste conteúdo, na totalidade ou em parte, é permitida desde que citada a fonte.

* Dado referente à dezembro/2010.

