

Pacifico RENDA VARIÁVEL

O **Pacifico Ações** teve alta de 10,22% no 3º trimestre de 2019, enquanto o Ibovespa teve alta de 3,74%. Desde o seu início o fundo apresenta alta de 201,49% com o Ibovespa subindo 100,18%.

Temos investimentos em 21 empresas hoje, com os maiores pesos nos setores de saúde, energia elétrica e serviços financeiros.

Nesse trimestre aumentamos nossa exposição ao setor de saúde através de novas posições na Intermédica e na Hapvida. Apesar de seus múltiplos aparentemente elevados, vemos um grande potencial de crescimento para essas empresas no médio e longo prazo, combinado com elevadas taxas de retorno sobre o capital investido. Seus modelos verticalizados nos parecem vencedores no cenário que vislumbramos para o setor nos próximos anos, sendo uma fonte de vantagem competitiva. Também durante o trimestre encerramos nossa posição na Even em virtude de suas ações terem atingido o preço alvo por nós esperado.

O **Pacifico LB** rendeu 8,25% no terceiro trimestre de 2019, totalizando 20,65% no ano. Desde o início do fundo, em dezembro de 2012, a rentabilidade acumulada do fundo é de 164%, comparada a uma alta do Ibovespa de 71% no mesmo período.

Começamos o trimestre com 70,6% de exposição líquida. Aproveitando o movimento favorável de preços no final de julho, aumentamos a estratégia *long-short* para 22,7%, reduzindo a posição comprada para 64,6%.

Com o desempenho positivo da nossa carteira de ações frente ao índice, reduzimos o *long-short* a partir do fim de agosto para 7,1% e aumentamos a exposição líquida para 74,2%.



As alterações na composição da nossa carteira de ações sempre refletem nossa percepção de prêmio e assimetrias em tais ativos. A principal mudança foi o aumento da participação do setor de saúde através do investimento em cinco empresas do setor, representando 15% do fundo. Além disso, temos exposições relevantes a empresas que vão se beneficiar de uma recuperação da atividade e renda no país, bem como o desenvolvimento do setor financeiro e commodities (petróleo, mineração).

No fim de setembro, montamos uma estrutura de proteções, tendo em vista a queda das volatilidades implícitas.

Encerramos o trimestre com 77,4% de exposição líquida e 91,5% de exposição bruta.

Atualmente, tanto no Pacífico Ações quanto no Pacífico LB, a Petrobras está entre as principais posições da carteira, após aumentos que realizamos ao longo o trimestre. Além do preço das ações muito atrativo, vemos de maneira muito positiva o trabalho desenvolvido pela atual diretoria. Além disso, o setor de petróleo e gás brasileiro passa por mudanças importantes ao longo de toda sua cadeia, induzidas por um amplo reposicionamento da Petrobras, alterações legislativas e imposições do regulador e do órgão antitruste. E é sobre essas mudanças que falaremos nesse relatório.

PETROBRAS

Exploração e Produção (E&P)

Comparado aos outros elos, as mudanças no segmento de E&P estão mais avançadas. A conta das políticas nacionalistas do passado chegou rápido para o país, que passou cinco anos (2008-2012) sem realizar leilões, perdendo uma janela de preços elevados de petróleo após a descoberta do pré-sal. Tais medidas, aliadas a uma grave piora da saúde financeira da Petrobras e queda do preço de petróleo, levaram a um colapso¹ da atividade exploratória no país, que viu postergado bilhões de reais em investimentos e *royalties*, além de uma desestruturação dos fornecedores de bens e serviços locais.

O ajuste dessa trajetória começou ainda em 2016, quando foi aprovada a Lei 13.365, que retirou a obrigatoriedade da Petrobras como operadora no regime de partilha². A condição anterior, imposta em 2010 na criação do novo regime, atrelava o desenvolvimento de umas das províncias petrolíferas mais promissoras do planeta aos limites do balanço da estatal, que já começava a se deteriorar. Com a Lei 13.365, a Petrobras passou a ter a preferência – e não mais a obrigação – para atuar como operadora no regime, abrindo espaço para a entrada de consórcios sem a

¹ Segundo a ANP, o número de poços exploratórios concluídos no país caiu 89% entre 2011 e 2018.

² O apêndice contém uma breve explicação dos regimes de partilha, concessão e Cessão Onerosa.

participação da estatal no polígono do pré-sal³, o que efetivamente aconteceu já na 2ª Rodada da partilha, realizado em 2017.

Outras agendas importantes também avançaram. A ANP flexibilizou as exigências de conteúdo local fixadas nos leilões passados, além de simplificar e reduzir as exigências para os leilões futuros. O Repetro, regime fiscal aduaneiro que reduz impostos na importação de plataformas e outros equipamentos, foi renovado de 2020 para 2040, desonerando investimentos no desenvolvimento dos campos. Essas e outras mudanças, aliada a uma inédita previsibilidade e recorrência de rodadas por parte da ANP, resultaram em um grande sucesso nos últimos leilões, que deixam contratados expressivos investimentos para o setor.

O governo pretende realizar ainda em 2019 o leilão do excedente da Cessão Onerosa, que promete ser o maior da história do setor de petróleo, com bônus de assinatura definido em mais de R\$ 100 bilhões. Para tal, foi necessário primeiro desatar o complexo nó criado pelo contrato original da Cessão Onerosa, que previa um ajuste de contas entre Petrobras e União caso as premissas do contrato original – com destaque para o preço do petróleo – não se mostrassem verdadeiras. Depois de alguns anos de discussão, as partes enfim chegaram a um acordo, no qual a estatal receberá USD 9 bilhões. No entanto, ainda restam algumas mudanças legais para viabilizar o leilão do excedente. Tendo em vista a relevância fiscal e o foco do governo, esperamos que esses nós sejam desatados sem grandes atrasos. Como o excedente será produzido simultaneamente aos volumes cedidos à Petrobras na Cessão Onerosa, a curva de produção da estatal será alongada e a companhia será indenizada pelo consórcio vencedor por tal diferimento. O valor, a forma e o prazo de pagamento ainda são incertos, mas esperamos cifras relevantes, que contribuirão para o processo de desalavancagem da companhia.

A despeito dos avanços, algumas questões regulatórias ainda precisam ser endereçadas. A convivência de três regimes (partilha, concessão e Cessão Onerosa), algumas vezes no mesmo campo⁴, é uma de nossas verdadeiras “jabuticabas”. Apesar de representar um importante avanço, o direito de preferência da Petrobras é uma clara vantagem para a estatal, mas está longe de ser o desenho ótimo para o governo.

No lado da produção, após anos de baixo crescimento, a Petrobras está finalmente próxima de entregar volumes mais elevados⁵, colhendo, com atraso, os frutos dos investimentos passados. Nos últimos doze meses, a companhia colocou em produção sete novas plataformas e algumas delas ainda não atingiram sua plena capacidade. Considerando também os volumes de outras empresas, a produção brasileira de petróleo cresceu 15% entre 2014 e 2018. Todavia, esse número esconde duas realidades muito distintas: de um lado o crescimento no pré-sal, apesar

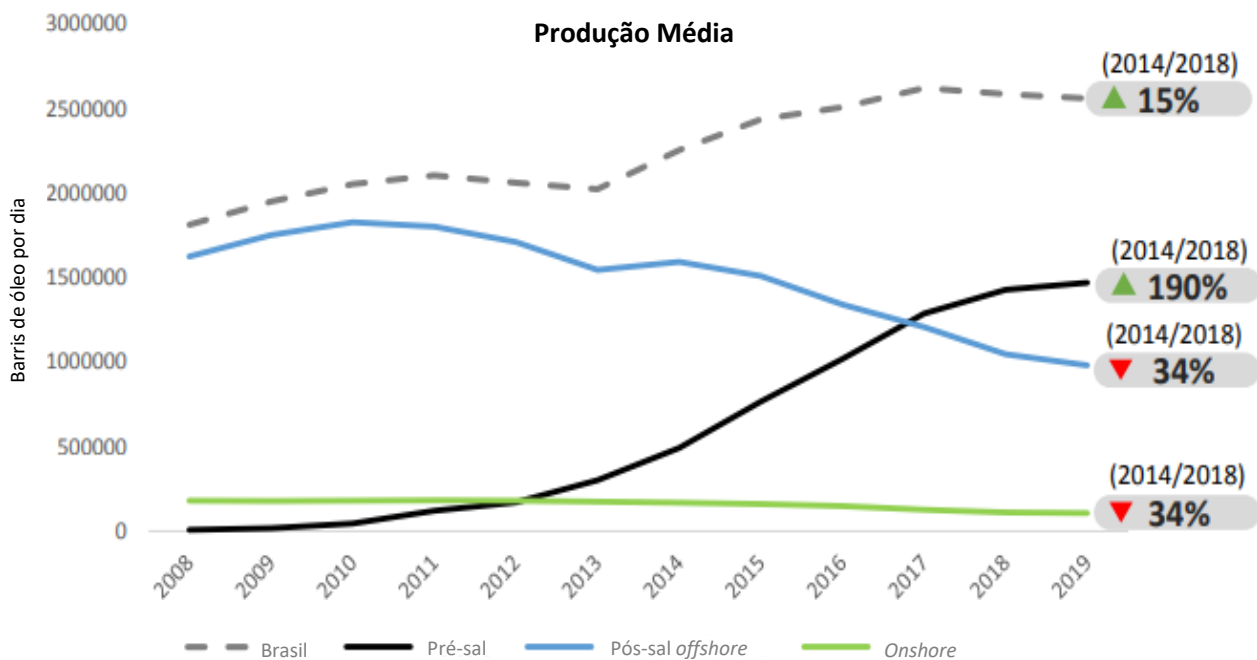
³ O polígono cobre as áreas mais promissoras das bacias de Campos e Santos

⁴ Um reservatório de petróleo pode se estender além dos limites de um bloco contratado. Nesse caso, a regulação prevê que seja celebrado um acordo de unitização para a exploração e produção conjunta da jazida compartilhada por duas ou mais partes, que não necessariamente operam no mesmo regime.

⁵ O diferimento na Cessão Onerosa descrito anteriormente pode alterar esse cenário.



dos desafios tecnológicos, da janela sem leilões e dos atrasos nas plataformas da Petrobras, do outro, uma acentuada queda de produção no pós-sal (especialmente na bacia de Campos) e nos campos *onshore*.



Fonte: ANP

Além do declínio natural, a redução de produção nesses ambientes é resultado da falta de investimentos, que por sua vez é consequência da posição dominante da Petrobras e de suas atenções voltada para o pré-sal. O foco na nova fronteira é justificável: os poços atuais do pré-sal são em média dez vezes mais produtivos do que no pós-sal e mil (!) vezes mais produtivos do que no *onshore*⁶.

Nos últimos anos a Petrobras começou a incluir alguns desses ativos menos produtivos em seu plano de desinvestimentos, antes motivado pela necessidade de desalavancagem e agora por uma acertada estratégia de gestão de portfólio. A iniciativa também reflete uma ANP mais atuante, exigindo os investimentos previstos nos contratos de concessão dos campos ou a devolução de tais ativos.

Apesar dos volumes declinantes e muitos anos de produção, diversos campos do pós-sal brasileiro tidos como “maduros” contam com fatores de recuperação⁷ relativamente baixos quando comparados a ativos efetivamente maduros em outras geografias. O reposicionamento da estatal

⁶ Dados da ANP, em setembro de 2018.

⁷ Razão entre o petróleo extraído e o volume originalmente *in place* de um campo.



abre espaço para a revitalização desses ativos por outras empresas de menor porte, através de novas perfurações e uso de técnicas de recuperação avançada, ainda pouco utilizadas no país. Tais investimentos, aliados a uma gestão mais eficiente dos ativos, devem trazer um acréscimo relevante de produção, alongando a vida útil dos campos. Acompanhamos com bastante interesse o advento de novas empresas nacionais e a entrada de estrangeiros em um nicho de mercado que apesar de operar em campos maduros, ainda está na sua infância no país.

No onshore, o caso do campo de gás de Azulão, na bacia do Amazonas, é emblemático. Descoberto pela Petrobras em 1999, o campo nunca foi desenvolvido pela estatal. Alienado por R\$ 177 milhões para a Eneva em 2017, o campo virou já em 2019 parte de um engenhoso projeto que conta também com a liquefação do gás, seu transporte de caminhão e posterior regaseificação em Boa Vista (RR) para ser utilizado como insumo em uma nova usina termelétrica. O projeto envolverá investimentos de R\$ 2 bilhões e a energia gerada substituirá fontes mais onerosas para o consumidor, além de contribuir com *royalties* para o estado do Amazonas, impostos para Roraima e, se bem executado, um bom retorno para os acionistas da Eneva.

A ANP também tem tomado outras iniciativas importantes para incentivar investimentos fora do pré-sal, com destaque para redução de *royalties* sobre a produção incremental de campos maduros, alteração na regulação de *RBL*⁸ e a instituição da rodada permanente⁹, que teve no seu ciclo inaugural um simbolismo interessante para esse novo momento de abertura da indústria: foi o primeiro leilão bem sucedido sem a participação da Petrobras.

Pelo lado da Petrobras, o foco no pré-sal e nos campos mais produtivos do pós-sal, nos quais a estatal tem vantagens tecnológicas e melhores retornos sobre o investimento, alinhado com a desalavancagem em curso, tornarão a empresa mais resiliente a momentos adversos do preço de petróleo, que certamente virão.

Refino, Logística, Distribuição e Gás Natural

Assim como no segmento de E&P, o monopólio da Petrobras nos outros elos da cadeia foi oficialmente encerrado com a promulgação da Lei do Petróleo, em 1997. Mas se a posição da Petrobras ainda responde por aproximadamente 80% da produção de petróleo e gás nacional, o domínio é ainda maior no refino, no qual a estatal controla 98% do parque brasileiro. A posição quase monopolista da Petrobras no refino e sua política de preços historicamente errática gerou um equilíbrio perverso: nenhuma outra empresa se propunha a investir no setor porque a estatal era o ator dominante, levando a Petrobras, na figura de único fornecedor nacional, a continuar a investir para atender o crescimento da demanda, reforçando seu domínio. As consequências

⁸ *Reserve Based Lending*, utilização de reservas de petróleo como garantia para empréstimos.

⁹ Oferta contínua de campos devolvidos e blocos exploratórios ofertados em leilões passados e não arrematados ou devolvidos à ANP.



desse equilíbrio são conhecidas, como o uso da Petrobras para controle de preços de derivados e os desastrosos investimentos em expansão no refino (COMPERJ, RNEST e Premium I e II).

Os estudos da Petrobras para a venda de refinarias tiveram início ainda em 2016, após mudanças na política de preços de derivados da companhia, que passaram a seguir as oscilações do mercado internacional. Os estudos deram origem ao projeto “Poetas”, que previa a venda do controle e 60% do capital de dois pacotes de ativos (*clusters*), cada um com duas refinarias e seus ativos logísticos associados, um no Sul e outro no Nordeste do país. O plano foi divulgado apenas em abril de 2018 e rapidamente interrompido pela greve dos caminhoneiros e seus desdobramentos. Em 2019, após a normalização dos preços de diesel e com a Petrobras sobre nova direção, o desinvestimento voltou para mesa com um novo formato, em linha com um acordo assinado entre a estatal e o Cade¹⁰.

O acordo prevê a venda integral de oito refinarias¹¹ e seus ativos logísticos associados, que respondem em conjunto por 50% do parque da estatal, além de proibir a formação de *clusters* regionais. Em teoria, o formato exigido pelo regulador reduz o valor de venda dos ativos, visto que o desenho anterior implicaria em um refino ainda bastante concentrado, com menos competição. No entanto, a geração de valor do desinvestimento do refino reside mais na mitigação do risco de novos episódios de subsídios ao consumidor do que no tamanho do cheque que será recebido. E o novo desenho, mais competitivo, com a venda integral das unidades e capacidade mais pulverizada na mão de diversos atores, torna muito mais complexa a reversão do desinvestimento por uma futura gestão da estatal.

Uma abertura do mercado de refino representaria uma alteração relevante para o mercado de distribuição de combustíveis. A Petrobras pratica em suas refinarias o mesmo preço para todos os clientes, independente do volume de compra. Com um mercado competitivo, tal cenário pode se alterar, beneficiando as distribuidoras com maior escala regional. Uma gama maior de fornecedores locais, com diferentes preços e locais de entrega, competindo com importações, tornará a eficiência no suprimento um diferencial competitivo ainda mais relevante. Adicionalmente, os ativos logísticos adjacentes às refinarias, como dutos e tanques, podem representar uma vantagem competitiva relevante caso sejam adquiridos por alguma distribuidora ou trading.

A distribuição já passa por outras mudanças importantes. A BR Distribuidora, após a primeira privatização via mercado de capitais do país, está enfim livre das amarras de uma estatal. Sustentada em sua base de ativos logísticos diferenciada, escala e marca forte, a agenda de geração de valor prometida desde o *IPO* em 2017 nos parece finalmente uma possibilidade real. Nos últimos anos, acompanhamos também a entrada de diversos atores internacionais no setor através da aquisição de pequenas empresas, além do fortalecimento de certas distribuidoras

¹⁰ Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

¹¹ As oito unidades representam quase a totalidade da capacidade de refino fora do eixo Rio-SP.



regionais. Se por um lado a entrada e o crescimento dessas empresas devem ajudar, no longo prazo, na redução do grave problema de sonegação do setor, as grandes distribuidoras enfrentarão agora concorrentes mais estruturados e capitalizados, em um ambiente competitivo já acirrado.

Com as lupas viradas para o setor desde a greve dos caminhoneiros, a ANP está propondo alterações para o segmento, com destaque para as vendas diretas de etanol (das usinas para postos) e de derivados (das refinarias para postos). Os temores sobre os desdobramentos competitivos dessas eventuais mudanças regulatórias nos parecem exagerados, visto que os argumentos mais pessimistas ignoram o relevante papel logístico e creditício das distribuidoras na cadeia de derivados. Além disso, mudanças que incentivem ou facilitem a sonegação, especialmente no etanol¹², nos parecem improváveis, visto a relevância dos combustíveis na arrecadação dos estados e a situação fiscal deles.

O acordo no refino não foi o único assinado entre Petrobras e a autoridade antitruste. Através de outro documento, a estatal se comprometeu a realizar diversos desinvestimentos¹³ no mercado de gás natural, no qual a companhia apresenta amplo domínio sobre quase toda cadeia. A Petrobras também terá que garantir acesso de terceiros a infraestruturas essenciais, como gasodutos e unidades de processamento. O objetivo é reduzir o preço ao consumidor e incentivar investimentos de novos agentes por meio de um ambiente concorrencial. A queda de preço da molécula pode ser favorecida pela renegociação do contrato de gás da Bolívia¹⁴, crescente oferta de GNL¹⁵ no oceano Atlântico com o advento do *shale gas* americano, e, no futuro, uma maior disponibilidade do gás natural associado ao petróleo do pré-sal.

A Petrobras e reposicionamento

– "A ideia é ser uma asset-light company no midstream e uma world-class asset heavy company na exploração e produção de petróleo e gás, maximizando o retorno de cada dólar investido." –

Roberto Castello Branco, CEO, na "mensagem do presidente", em agosto de 2019.

Apesar de se encontrarem em estágios distintos, as mudanças em todos os elos têm um direcionamento comum de abertura e migração para um arranjo mais competitivo. Uma das

¹² Parte da tributação do etanol ocorre no elo da distribuição. Caso a venda direta seja aprovada, seriam necessários ajustes, provavelmente concentrando a cobrança dos impostos nas usinas, para evitar a perda de arrecadação e uma vantagem tributária na nova "modalidade" de venda.

¹³ Venda da participação no gasoduto Brasil-Bolívia, nas distribuidoras estaduais de gás, reunidas na Gaspetro, e das participações remanescentes nos gasodutos TAG e NTS.

¹⁴ O contrato de gás entre Petrobras e Bolívia vence no final de 2019. Parte da importação futura deverá ser realizada por outras comercializadoras.

¹⁵ Gás Natural Liquefeito.



principais forças motrizes dessas alterações através de seu reposicionamento, a Petrobras é também uma das principais beneficiadas do movimento, que pode trazer uma poderosa combinação de redução de riscos, especialmente através da venda das refinarias, desalavancagem do balanço e uma elevação no retorno sobre investimentos, agora focados nos seus melhores ativos.

Parte relevante do reposicionamento da Petrobras virá através da venda de ativos. Além dos acordos com o Cade, os diversos percalços vencidos nos últimos anos, com destaque para o acordo com TCU¹⁶, que estabeleceu regras para garantir competição pelos ativos vendidos, e o julgamento no STF¹⁷, que permitiu a venda de subsidiárias de estatais sem necessidade de autorização do Congresso Nacional, legitimam a agenda de desinvestimentos e tornam novas interrupções menos prováveis. A lista de ativos à venda é extensa: além dos campos maduros, refinarias e ativos na cadeia de gás natural, a estatal também pretende vender seu amplo parque de termoeletricas, a Liquigás, participações na BR Distribuidora, Braskem, entre outros. Para agilizar o processo decisório, a área de gestão de portfólio da Petrobras foi reestruturada e responde agora diretamente ao CEO. Com evidente ímpeto da atual diretoria, a agenda vem avançando com celeridade.

Símbolo maior dos episódios de corrupção revelados pela Lava Jato, a Petrobras nos parece relativamente protegida de novas intervenções no curto prazo. Caso consiga inserir seus ativos em mercados competitivos e dinâmicos, dificilmente voltaremos à configuração anterior. A gestão racional e competente da estatal, o alinhamento com regulador, órgão antitruste e o apoio de um governo liberal provavelmente são transitórios, mas as mudanças que esse feliz arranjo pode promover potencialmente não serão.

Apesar dos ventos favoráveis, a Petrobras ainda é uma estatal com endividamento elevado e produtora de uma commodity especialmente suscetível a choques externos, como ilustrado pela queda do antigo CEO durante a greve dos caminhoneiros. Podemos esperar quase tudo na trajetória da companhia nos próximos anos, menos tranquilidade. O caminho será tortuoso, mas a direção nos parece bastante promissora.

Apêndice: concessão, partilha e Cessão Onerosa

A concessão regeu exclusivamente as atividades de E&P no país até 2010. Nele, o concessionário assume o risco exploratório e tem a propriedade do petróleo produzido. Os blocos são leiloados pela ANP e vence o consórcio que oferecer a melhor proposta, formada por um bônus em dinheiro e um Programa Exploratório Mínimo (PEM)¹⁸. Além do bônus de assinatura, o governo também é

¹⁶ Tribunal de Contas da União.

¹⁷ Supremo Tribunal Federal.

¹⁸ Através do PEM os consórcios se comprometem a realizar determinada quantidade de pesquisas sísmicas, poços exploratórios etc. O percentual de conteúdo local nos investimentos também era critério da proposta até a 13ª Rodada (2015).

remunerado através de *royalties* de 10% sobre a receita e, em campos muito produtivos, uma alíquota adicional denominada participação especial.

A criação do regime de partilha em 2010 foi motivada pela descoberta do pré-sal e seu baixo risco geológico. Nesse tipo de contrato a União é proprietária do petróleo produzido e o licitante assume os riscos e custos da exploração e desenvolvimento do campo. Depois de iniciada a produção, parte do petróleo produzido é destinado para cobrir os custos e os investimentos do projeto (“óleo custo”). O volume adicional é partilhado entre o licitante e a União, que se apropria de um percentual do “lucro óleo” definido no leilão (o vencedor é aquele que oferecer a maior alíquota). O bônus de assinatura é fixo e o governo também recebe *royalties* de 15% sobre a receita. O novo modelo levou à criação de uma nova estatal denominada Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), que tem as atribuições de representar a União no consórcio que controla o campo¹⁹ e comercializar o petróleo recebido como “lucro-óleo”. O regime da partilha é utilizado para novos leilões no polígono do pré-sal e em áreas consideradas estratégicas pelo CNPE²⁰.

Por fim, também em 2010 foi assinado o contrato da Cessão Onerosa, que criou um terceiro regime. O contrato foi assinado no contexto de um aumento de capital de USD 120 Bi da Petrobras, que se preparava para executar um enorme plano de investimentos²¹. Sem condições de acompanhar a oferta, a União aportou sua parte utilizando, de forma indireta, reservas de petróleo, cedendo onerosamente à estatal o direito de explorar áreas ainda não concedidas na bacia de Santos. A Petrobras desembolsou originalmente USD 42,5 bilhões pelo direito de produzir até 5 bilhões de barris divididos entre os campos de Búzios, Atapu, Sépia e Itapu. Para maximizar o valor pago pela Petrobras na assinatura do contrato, o regime não conta com participação especial, apenas o pagamento de *royalties* de 10% sobre a receita.

O petróleo adicional (“excedente”) ao volume contratado nos campos da Cessão Onerosa pertence à União. O excedente é estimado pela ANP entre 6 e 15 bilhões de barris e será objeto do futuro leilão.

¹⁹ A PPSA tem 50% dos votos do consórcio, além de voto de qualidade e poder de veto para algumas deliberações.

²⁰ Conselho Nacional de Política Energética.

²¹ O plano de negócios de 2010 da Petrobras previa investimentos de USD 220 Bilhões para os próximos cinco anos.

GESTOR

PACIFICO GESTÃO DE RECURSOS LTDA
Av. Borges de Medeiros, 633 / sala 601
Leblon – 22430-041 – Rio de Janeiro
www.pagr.com.br
ri@pagr.com.br
Tel: 55 21 3033-3300

ADMINISTRADOR

BNY MELLON SERVIÇOS FINANCEIROS S.A. DTVM
Av. Presidente Wilson, nº 231, 11º andar
Centro – Rio de Janeiro

Este material tem o único propósito de divulgar informações e dar transparência à gestão executada pela Pacifico Gestão de Recursos, não devendo ser considerado como oferta de venda de cotas de fundos de investimento ou de qualquer título ou valor mobiliário. Fundos de Investimento não contam com a garantia do administrador do fundo, do gestor da carteira, de qualquer mecanismo de seguro ou, ainda, do Fundo Garantidor de Créditos – FGC. A rentabilidade obtida no passado não representa garantia de rentabilidade futura. Para avaliação da performance do fundo de investimento, é recomendável uma análise de, no mínimo, 12 (doze) meses. A rentabilidade divulgada não é líquida de impostos e taxa de saída. Os fundos geridos pela Pacifico Gestão de Recursos utilizam estratégias com derivativos como parte integrante de sua política de investimento. Tais estratégias, da forma como são adotadas, podem resultar em significativas perdas patrimoniais para seus cotistas, podendo inclusive acarretar perdas superiores ao capital aplicado e a consequente obrigação do cotista de aportar recursos adicionais para cobrir o prejuízo do fundo. Alguns dos fundos geridos pela Pacifico Gestão de Recursos estão autorizados a realizar aplicações em ativos financeiros no exterior. Ao investidor é recomendada a leitura cuidadosa do regulamento do fundo de investimento ao aplicar os seus recursos. Fundos multimercados e fundos de ações podem estar expostos a significativa concentração em ativos de poucos emissores, com os riscos daí decorrentes. As informações divulgadas neste material possuem caráter meramente informativo e não constituem, em nenhuma hipótese, recomendações ou aconselhamentos sobre investimentos. A Pacifico Gestão de Recursos não se responsabiliza pela publicação acidental de informações incorretas, nem por decisões de investimento tomadas com base neste material.



A presente instituição aderiu ao
Código ANBIMA de Regulação
e Melhores Práticas para os
Fundos de Investimento.