

Pacifico RENDA VARIÁVEL

O **Pacifico Ações FIQ FIA** teve uma queda de 12,75% no terceiro trimestre de 2015, enquanto o Ibovespa teve queda de 15,11%. Desde o início do fundo, em setembro de 2011, o Pacifico Ações acumula alta de 21,43%, com o Ibovespa apresentando uma queda de 13,88% no período.

Hoje investimos em 18 empresas, com a maior posição em torno de 13%. Os setores mais representativos na nossa carteira são o financeiro, de energia elétrica e de consumo.

Entre os novos investimentos feitos no trimestre, destacamos a CPFL e a Klabin.

Acompanhamos há anos com admiração a história da CPFL. Trata-se de uma das empresas mais bem geridas do setor de energia elétrica, com um retrospecto de eficiência, disciplina em custos e ótima alocação de capital. Não éramos acionistas por não considerarmos o preço de suas ações suficientemente atrativo, condição que mudou com a sua forte queda recente. Apesar do endividamento relativamente elevado e dos resultados de curto prazo decepcionantes, acreditamos que as ótimas possibilidades de longo prazo para a companhia, tanto no segmento de distribuição como no de geração, permanecem inalteradas, e por isso optamos por iniciar o investimento na empresa.

Também iniciamos uma posição na Klabin, uma companhia que se destaca pelas boas perspectivas mesmo num cenário mais adverso, com posição de liderança em produtos que servem de insumos para fabricantes de produtos básicos e cujo consumo é menos sensível ao nível de atividade. A empresa ainda desfruta da possibilidade de direcionar parte de suas vendas para o mercado externo, que se apresenta muito mais rentável numa situação de câmbio depreciado. Também acreditamos na continuidade do excelente trabalho da diretoria que comanda a empresa desde 2011.



No trimestre, encerramos nossa posição na Gerdau. Apesar da desvalorização do Real, a extrema fraqueza do mercado interno combinada à contínua queda dos preços do aço no mercado internacional faz com que a capacidade da empresa de impor reajustes aos seus clientes fique bastante reduzida. Também contribuiu para a nossa reavaliação a operação de compra de participações em suas subsidiárias a preços demasiadamente elevados. Também encerramos nossa posição no Banco do Brasil, pelo receio de que ele volte a ser usado para desempenhar funções de política econômica anticíclica e por considerarmos que a recuperação de sua rentabilidade será mais lenta em virtude da piora do cenário doméstico. Também contribuiu o aumento da atratividade relativa das ações de outras empresas do setor, como o Itaú, que voltou a ser nossa maior posição.

O **Pacífico LB FIQ FIM** teve um rendimento de -9,59% no terceiro trimestre de 2015, acumulando -4,70% no ano. Começamos o mês de julho com 65,0% de exposição líquida e 83,9% de exposição bruta.

Ao longo deste trimestre, optamos por reduzir a estratégia *long-short* através da recompra parcial do índice futuro vendido contra nossa carteira, uma vez que, em um cenário de tamanha incerteza, as posições liquidamente vendidas resultantes dessa estratégia não nos pareciam apresentar assimetrias tão interessantes.

No mercado de seguros, compramos no início de agosto uma opção de venda de índice future com *strike* 52.000 e vencimento em outubro. Ao longo do mês, a queda do índice fez com que a nossa exposição líquida fosse reduzida, em parte, pelo aumento do delta dessa opção.

Na estratégia internacional, reduzimos ligeiramente nossa posição de Apple para 2.5% do fundo. Assim, terminamos o trimestre com exposição líquida de 56,9% e 71,6% de exposição bruta.

Nesse relatório trimestral abordaremos um setor que – além de ser um dos mais representativos de nosso portfólio de investimentos – afeta diretamente o dia-a-dia da população, o segmento de distribuição de energia elétrica. Apresentaremos um panorama geral dos últimos anos, analisando as causas e efeitos de uma série de eventos que acarretaram em uma grave instabilidade financeira no setor, remediada apenas pelas altas tarifas de energia que nós, consumidores, seremos obrigados a pagar.

A atividade de distribuição de energia elétrica consiste, basicamente, na efetiva entrega da energia ao consumidor final. Isso se dá através da instalação, operação e manutenção de toda a infraestrutura que vemos presente nas cidades, como fios, postes, transformadores e subestações. São as distribuidoras, portanto, as responsáveis por fornecer um serviço de qualidade à população. Caracterizado como um monopólio natural, o segmento de distribuição

é fortemente regulado, cabendo à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) o papel de órgão regulador.

Apesar de possuímos no Brasil um ambiente regulatório que vinha se mostrando bastante sólido, nos últimos anos o setor sofreu uma série de interferências que colocaram em risco o equilíbrio financeiro das empresas. Enquanto uma parcela dessas interferências teve origem externa – como a escassez de chuvas – parte relevante foi causada por medidas governamentais desacertadas. As consequências se acumularam em um efeito cascata, mas não é difícil chegarmos à causa raiz dos problemas, consistindo na publicação, em 11 de setembro de 2012, da Medida Provisória nº 579.

MP 579 e Desdobramentos

A MP 579, convertida na Lei nº 12.783/13, tinha como objetivo a redução em 20% das tarifas de energia para os consumidores. Na ocasião, a atividade industrial vinha se retraindo, e havia preocupação em reduzir o custo da energia de forma a impulsionar o desenvolvimento do país. Para atingir esse objetivo o governo se utilizou de duas medidas: (i) a desoneração de encargos setoriais presentes na tarifa, que passaram a ser compensados por aportes do Tesouro no valor de R\$ 3,3 bilhões, e (ii) a prerrogativa de condicionar a renovação dos contratos de geração e transmissão de energia, que venceriam entre 2015 e 2017, à aceitação do recebimento de uma tarifa mais baixa, suficiente apenas para cobrir os custos operacionais. Como contrapartida as empresas teriam suas concessões renovadas antecipadamente por um prazo de 30 anos e seriam indenizadas pela parcela ainda não amortizada de seus investimentos.

As geradoras e transmissoras possuíam então duas alternativas: aceitarem as condições ofertadas pelo governo ou recusarem a proposta e continuarem a operar seus ativos até a data de vencimento – de acordo com as condições do contrato de concessão original. Após esse período os empreendimentos deveriam ser devolvidos para que fossem relicitados pelo governo.

Apesar do objetivo nobre, faltou na elaboração da medida uma maior articulação com os diversos agentes do setor. Sem diálogo, o governo partiu da premissa de que a proposta seria atrativa, esperando uma massiva aceitação por parte dos concessionários. No entanto, devido à falta de transparência com que o processo foi conduzido e às incertezas em relação ao valor das indenizações, considerado baixo pelas empresas, a adesão do segmento de geração ficou em apenas 60% do volume inicialmente previsto, com aceitação somente pelas companhias do grupo Eletrobras¹. Para os demais geradores fazia mais sentido econômico permanecer com a

¹ As empresas de transmissão, após uma série de negociações com o governo, decidiram aceitar a proposta. No entanto, até o momento ainda existem indefinições em relação tanto ao valor quanto à forma de pagamento de parte dessas indenizações.

propriedade das usinas até seu vencimento, podendo negociar livremente a energia gerada, do que renovar antecipadamente por uma tarifa extremamente baixa e com indenização incerta.

A não aceitação por parte dessas geradoras levou a graves consequências. A primeira, que teria sério impacto político para o governo, era de que a redução de 20% na tarifa, anunciada pela presidente em rede nacional de TV, não seria cumprida. Para contornar esse problema o governo tomou a decisão de subsidiar a redução, elevando ainda mais os aportes do Tesouro, que passaram a totalizar R\$ 8,5 bilhões por ano. A segunda, que acabou por levar a um impacto ainda mais significativo para as contas do governo e dos consumidores, tratou-se da exposição involuntária das distribuidoras ao preço de energia de curto prazo.

Para compreender a questão da exposição involuntária é necessário, primeiramente, entender a forma como as distribuidoras contratam energia para seus clientes. Desde a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848/04), as concessionárias de distribuição são obrigadas a comprar energia apenas em leilões organizados pelo governo. Nos leilões de energia nova, os mais tradicionais, as geradoras competem pelo menor preço para a construção e operação de um empreendimento, comprometendo-se a concluir as obras em um prazo que pode ser de três a cinco anos da data de realização do leilão. As distribuidoras, portanto, a partir das projeções de evolução do consumo em suas áreas de concessão, contratam com considerável antecedência a energia que necessitam. Eventuais ajustes de curto prazo são realizados através de leilões de energia existente, com a contratação de energia disponível de empreendimentos já construídos.

Após a MP 579 esse equilíbrio entre oferta e demanda das concessionárias foi abalado. A intenção inicial do governo era de que, com a renovação antecipada das concessões, a parcela dos contratos referente a essas usinas fosse convertida em cotas, de maneira proporcional ao mercado de cada distribuidora e a preços muito mais atrativos para o consumidor². No entanto, com a recusa de parcela relevante dos agentes, a energia que teria como destino a composição do portfólio dos distribuidores permaneceu com as geradoras.

Esse fato, por si só, não seria suficiente para um impacto relevante sobre as finanças do setor, já que a princípio deixaríamos apenas de ter uma redução nas tarifas. No entanto, como essas concessões possuíam vencimentos entre 2015 e 2017, não era possível para o gerador celebrar novos contratos de longo prazo à medida que os contratos existentes vencessem. Dessa forma, cabia ao segmento de geração três alternativas: (i) a venda dessa energia em leilões de energia existente, mas por prazos mais curtos, (ii) a venda da energia para o mercado livre³ ou

² A energia das usinas impactadas pela MP 579, vendida anteriormente por valores acima de R\$ 100/MWh, passaria para cerca de R\$ 30/MWh no formato de cotas.

³ A energia pode ser comercializada das seguintes formas no setor elétrico: (i) no mercado regulado, no qual toda energia é vendida em leilões para as distribuidoras; (ii) no mercado livre, no qual a comercialização é feita através de contratos bilaterais diretamente com o consumidor final (em geral, grandes indústrias ou comércio); e (iii) no mercado de curto prazo, no qual toda energia gerada não lastreada em contratos é liquidada pelo preço de curto prazo determinado pelo operador do sistema.

(iii) permanecerem descontratados, expostos ao mercado de curto prazo. A primeira alternativa, no entanto, que era a mais vantajosa para os consumidores, dependia exclusivamente da atuação do governo na elaboração de leilões.

Foi então que uma inércia por parte da União, combinada a uma conjuntura climática desfavorável, iniciou um desequilíbrio financeiro no setor que perdura até hoje. Ao pressupor uma aceitação expressiva aos termos da MP 579, o governo não realizou o leilão de ajuste que seria necessário, ao final de 2012, para atender a demanda das distribuidoras do ano de 2013 em diante. Com isso, as concessionárias ficaram subcontratadas, sendo obrigadas a comprarem seus déficits de energia pelo preço de curto prazo. Esse preço, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), representa, em linhas gerais, o custo marginal de operação do sistema elétrico. Em situações de escassez de chuvas, quando é necessário o acionamento de usinas termoeletricas mais custosas, o PLD assume níveis bastante elevados. Foi o que ocorreu a partir do início de 2013.

Dessa forma, ao serem obrigadas a comprar energia ao preço de curto prazo, as distribuidoras passaram a ter um significativo aumento de custos. É importante entender que não é responsabilidade da empresa de distribuição arcar com os custos com compra de energia, já que pelo modelo da regulação vigente eles são repassados em sua totalidade para os consumidores finais⁴. No entanto, isso ocasiona um problema de fluxo de caixa, uma vez que os maiores custos são incorporados à tarifa apenas uma vez ao ano, com o processo de reajuste tarifário conduzido pela Aneel.

A ação por parte do governo só veio em junho de 2013, quando foi realizado um leilão de ajuste visando reduzir a exposição involuntária. No entanto, em mais um episódio de falta de articulação com os agentes do setor, os preços-teto definidos no leilão não foram atraentes, e nenhuma energia foi vendida. Com a perspectiva da continuidade da falta de chuvas e a manutenção dos preços altos, os geradores preferiram continuar expostos ao mercado de curto prazo – lucrando bastante durante esse período.

O setor encontrava-se então em uma situação delicada. A pressão financeira de curto prazo pressionava o caixa das distribuidoras, pondo em risco a liquidez das empresas, enquanto os reajustes tarifários subsequentes trariam impacto relevante para as tarifas, com efeito direto sobre a inflação. O governo, buscando evitar uma inadimplência generalizada no setor, e em sua ânsia de evitar um impacto inflacionário, que certamente repercutiria negativamente no ano eleitoral que estava por vir, tomou a decisão de elevar ainda mais os repasses do Tesouro. Somente no ano de 2013 os repasses adicionais totalizaram R\$ 9,9 bilhões, chegando à soma de R\$ 18,4 bilhões saídos dos cofres do governo.

⁴ A tarifa de energia para o consumidor final pode ser segmentada em três componentes: (i) encargos e tributos, (ii) custo de compra e transporte de energia e (iii) remuneração do concessionário de distribuição. Uma vez que a distribuidora tem liberdade de decisão apenas quanto à quantidade de energia que necessita, e não o preço – que é determinado através dos leilões – esse custo não pode impactar sua rentabilidade, sendo repassado aos consumidores.



Os problemas não pararam por aí. Com chuvas abaixo da média e os reservatórios das usinas hidrelétricas em níveis alarmantes, os custos de energia no mercado de curto prazo continuaram a aumentar. Dos cerca de R\$ 300/MWh que prevaleceram ao longo de 2013, o preço atingiu, já no início de 2014, o valor teto do PLD, de R\$ 822/MWh.

Foram realizados ainda, ao longo de 2014, novos leilões com o objetivo de reduzir a exposição. No entanto, em virtude de preços pouco atrativos para os agentes vendedores, a oferta continuou bastante aquém do planejado. Os custos começaram a se acumular, e mesmo o repasse adicional do Tesouro já não era suficiente, que com uma situação fiscal já bastante preocupante, não tinha como elevá-los. Buscando mais uma vez evitar o desgaste político de aumentos tarifários, foi elaborada então uma solução pouco usual – e bastante custosa – para resolver o problema de fluxo de caixa das distribuidoras.

A alternativa encontrada foi a realização de um empréstimo junto a um conjunto de bancos públicos e privados, a ser pago ao longo de 54 meses através de aumentos tarifários subsequentes, numa clara tentativa de postergar o problema. No total, foram captados através dessa operação impressionantes R\$ 17,8 bilhões em 2014 e R\$ 3,4 bilhões em 2015, com um custo de financiamento de CDI+2,7% ao ano⁵.

Realismo Tarifário

No início de 2015, após a reeleição do governo federal atual, o Ministério de Minas e Energia passou por uma importante modificação. O então Ministro Edison Lobão foi substituído pelo Senador Eduardo Braga, que não tardou a iniciar uma série de ajustes. Logo ao assumir o cargo ficou evidente que a situação do setor era insustentável e medidas impopulares precisariam ser tomadas. Uma vez que as eleições eram tema do passado e o custo político seria menos desastroso, aquele seria o momento ideal.

A primeira e mais importante medida tomada pelo novo Ministério foi o que ficou conhecido como “realismo tarifário”. O país já passava por cerca de dois anos de situações hidrológicas desfavoráveis, o que levava à necessidade de um constante despacho termelétrico e a maiores custos de energia. Entretanto, em virtude dos subsídios governamentais e empréstimos bancários, a tarifa ainda não refletia essa situação crítica, com o consumo continuando a subir. A demanda crescente pressionava ainda mais a utilização dos reservatórios hídricos, contribuindo para a manutenção de preços elevados por mais tempo.

Apesar de muitos especialistas terem defendido, por diversos momentos, que a solução ideal para a crise seria a realização de um racionamento de energia, esse era um fardo que o governo ainda não estava disposto a suportar. Sendo assim, a melhor alternativa seria dar um sinal

⁵ Esse empréstimo, em sua primeira versão, previa um montante de “apenas” R\$ 8 bilhões, a ser pago em um período de 24 meses a um custo de CDI+1,9%. Posteriormente, com a escalada do desequilíbrio financeiro do setor, esse valor precisou ser consideravelmente expandido.

adequado de preço ao consumidor. A elevação dos preços de energia criaria forte incentivo econômico para a redução do consumo, além de aliviar de maneira imediata o fluxo de caixa das distribuidoras.

Foi com o objetivo de atingir esse realismo tarifário que a Aneel aprovou, a partir do início de 2015, duas medidas fundamentais para o reequilíbrio do setor: (i) a implantação, a partir de janeiro, do mecanismo das Bandeiras Tarifárias e (ii) a realização, em março, de um Reajuste Tarifário Extraordinário (RTE).

As Bandeiras Tarifárias foram criadas exatamente com o objetivo de fornecer o sinal de preço correto aos consumidores. Mensalmente a Aneel determina, de acordo com o custo marginal da operação do sistema, a bandeira que vigorará durante aquele período, podendo ser das cores verde, amarela ou vermelha. Cada bandeira representa um custo adicional para o consumidor, atingindo R\$ 25/MWh no caso da bandeira amarela e R\$ 45/MWh para a vermelha. Além do natural incentivo à redução de demanda, as bandeiras funcionam como uma antecipação para as distribuidoras do caixa que só seria recebido com os reajustes tarifários anuais. Com a bandeira vermelha, que é a cor vigente desde janeiro, o impacto sobre as tarifas foi de cerca de 15%.

O Reajuste Tarifário Extraordinário, em contrapartida, apesar de também gerar impacto positivo em termos de arrecadação e incentivo à diminuição do consumo, teve como origem razões menos nobres. Com a expressiva deterioração das contas fiscais do governo, tornou-se insustentável para o Tesouro continuar a subsidiar a redução nas tarifas. A única alternativa passou a ser, portanto, transferir para o consumidor todo esse custo que, de forma a não impactar os índices de inflação, vinha sendo represado. Em março de 2015 as tarifas de energia no país foram reajustadas, em média, em 23,4%.

Essas medidas, independentemente dos catalisadores que as levaram a serem introduzidas, foram bastante celebradas pelos agentes do setor, trazendo um alívio há muito esperado.

4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Para que tenhamos um setor elétrico de qualidade é fundamental um ambiente que contemple empresas saudáveis, tanto do ponto de vista financeiro quanto econômico e operacional. Foi também ao longo de 2015 que um importante passo foi dado nessa direção. Após um intenso período de audiências públicas e discussões com os concessionários, a Aneel publicou as diretrizes para o 4º ciclo de revisão tarifária periódica⁶.

⁶ É importante destacar que ao longo dos últimos anos a Aneel tem se mostrado bastante próxima dos agentes do setor, discutindo amplamente temas de grande relevância antes que estes venham a ser aprovados. A falta de diálogo por parte do governo, ocorrida em diversas ocasiões, geralmente não tinha amplo envolvimento da Aneel.



As revisões tarifárias consistem no processo realizado a cada quatro anos no qual a Agência determina as tarifas máximas que cada companhia poderá cobrar de forma a remunerar seus investimentos na rede de distribuição. Para esse cálculo são levados em conta, além de uma taxa de retorno pré-definida (WACC⁷), parâmetros como a complexidade da área de concessão, o crescimento do mercado, os custos operacionais considerados eficientes, a qualidade do serviço prestado e os níveis de ocorrência de roubos de energia – os famosos “gatos”.

A cada ciclo a Aneel determina, baseando-se no princípio de uma regulação por incentivos, metas que devem ser buscadas pelas companhias de forma a elevar a qualidade do serviço e reduzir o custo da energia. Empresas mais eficientes, que conseguem operar com indicadores superiores às metas estabelecidas, atingem melhores níveis de retorno, enquanto as empresas ineficientes incorrem em custos adicionais, incentivando seus controladores a melhorar a gestão e aprimorar os investimentos em qualidade.

O 3º ciclo de revisões tarifárias (2011-2014) foi bastante duro, com impacto direto sobre as margens das empresas. A taxa de retorno regulatória, por exemplo, foi reduzida de 9,95% para 7,50% ao ano. Com isso, era grande a expectativa em relação aos critérios para o 4º ciclo. Em virtude da crise na qual o setor se encontrava, era fundamental para a sustentabilidade das companhias a criação de condições que permitissem retornos mais atrativos para os investimentos realizados. Foi então uma grata surpresa quando, ao serem publicados em abril de 2015, os parâmetros se mostraram bastante positivos. Além do aumento do WACC para 8,09%, outros aspectos tiveram aprimoramentos que, no agregado, permitirão ganhos futuros de rentabilidade.

Renovação das Concessões

Também do ponto de vista regulatório, um importante tema em discussão se refere à renovação das concessões de distribuição. Em 2015 e 2016 teremos o vencimento de 41 das 63 concessões existentes no país. A proposta elaborada pela Aneel, vista com bons olhos pelos agentes setor, sugere uma renovação sem qualquer custo, mas estipula um conjunto de métricas operacionais, financeiras e de governança que devem ser atingidas dentro de um período de cinco anos após a renovação. Em caso de não cumprimento das metas a empresa possui duas alternativas, encontrar um novo player disposto a assumir a operação ou devolver a concessão à União para que seja relicitada. Essa proposta deve estimular a eficiência e levar a uma maior consolidação no segmento, proporcionando no longo prazo um serviço de melhor qualidade e preços mais baixos.

⁷ O WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) representa o custo médio ponderado do capital da companhia.

Conclusão

É inegável a importância que essas medidas recentes tiveram para a preservação de um setor de distribuição saudável e com capacidade de investir, mas ainda é cedo para vislumbrarmos um cenário de confortável estabilidade. Apesar da inquestionável melhora de postura tanto por parte da Aneel quanto do Ministério, as consequências das desastradas intervenções políticas ainda perduram.

Um grave problema recente é a escalada na judicialização do setor, com agentes defendendo seus interesses através de um crescente número de liminares. Como é natural em processos judiciais, as decisões tendem a ser lentas, podendo levar a uma verdadeira paralisação do mercado. Além disso, outro aspecto de importante monitoramento são os possíveis efeitos perversos do realismo tarifário, que em virtude do significativo aumento dos preços de energia pode ocasionar elevação nos índices de inadimplência e roubo de energia.

Cabe a nós, portanto, a tarefa de acompanhar o desenrolar dessa complexa dinâmica de eventos, sempre preocupados em testar continuamente nossas teses de investimento e em buscar boas oportunidades que possam compor nosso portfólio de ações.

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

BTG PACTUAL SERVIÇOS FINANCEIROS S.A. DTVM
Praia de Botafogo, 501 / 5º andar
Botafogo – 22250-040 – Rio de Janeiro
Tel: 55 21 3262-9682
SAC: 0800 7722 827
Ouvidoria: ouvidoria@btgpactual.com ou 0800 7220 048

Este material é confidencial e pretende atingir somente aos destinatários. Este material não pode ser reproduzido ou distribuído no todo ou em parte para nenhuma outra pessoa. As informações contidas neste material são de caráter exclusivamente informativo. As informações contidas neste documento não necessariamente foram auditadas. Fundos de investimento não contam com 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 é recomendável uma análise de, no mínimo, 12 meses. A rentabilidade divulgada não é líquida de impostos e taxa de saída. É recomendada a leitura cuidadosa do prospecto e regulamento do fundo de investimento pelo investidor ao aplicar seus recursos. Não há garantia de que este fundo terá o tratamento tributário para fundos de longo prazo. Apesar de todo o cuidado em sua coleta e manuseio, a Pacífico Gestão de Recursos não se responsabiliza pela publicação acidental de dados incorretos.

Pacífico Hedge FIQ FIM: Data de início 30/09/2011. Política de investimentos: buscar oportunidades de ganho de longo prazo em todas as classes de ativos, dada a conjuntura econômica. A estratégia do fundo possui estilo macro, onde todas as posições têm em comum o cenário macroeconômico traçado pela equipe de gestão. Para a estratégia de renda variável soma-se o estudo profundo de setores e empresas, com o objetivo de identificar empresa com grande potencial de valorização. Taxa de administração de 2% a.a., calculada e provisionada diariamente e paga mensalmente. Tendo em vista que o Fundo admite a aplicação em cotas de fundos de investimento, fica instituída a taxa de administração máxima de 2,3% a.a. Taxa de performance: 20% sobre o que exceder o CDI, provisionada por dia útil. Destinado ao público em geral. Aplicações cotizam em D0. Resgates cotizam em D+30 (corridos) ou D+3 (dias úteis com taxa de saída de 10%). Liquidação Financeira dos resgates em D+1 (dia útil) após a cotização do resgate. Taxa de saída: 10% sobre o valor do resgate, revertido ao fundo, para cotização em D+3 e pagamento em D+4. Este fundo de cotas aplica em fundo de investimento que utiliza 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. Este fundo de cotas aplica em fundo de investimento (Fundo Master) que pode manter ativos financeiros negociados no exterior em sua carteira. Os fundos multimercados com renda variável podem estar expostos a significativa concentração em ativos de poucos emissores, com os riscos daí decorrentes. Este material não constitui uma oferta e/ou solicitação de aquisição de quotas de fundos de investimento.