

Especial Elétricas – Preço de Energia

Por que os preços estão baixos e para onde eles vão ?

Com o país passando por um momento econômico delicado, o acesso ao mercado livre se intensificando, a última temporada chuvosa tendo sido forte, termos visto maiores despachos térmicos até abril de 2022 e com os projetos de renováveis e MMGD ainda entrando em operação para capturar benefícios, a demanda vêm crescendo menos que a oferta e assim, os preços de energia caíram abruptamente ao longo dos últimos meses. Ao longo deste relatório explicaremos porque acreditamos que continuaremos vendo os preços baixos ao longo dos próximos anos e quais são os riscos desta realidade ao setor.

Antes, um pouco da história do setor de geração

Sobretudo antes da proeminência do mercado livre, novos projetos de geração se financiavam através da realização de PPAs de longo prazo, lincados à inflação, que normalmente atingiam pelo menos duas décadas de duração e eram costurados junto a empresas eletrointensivas. Além desta modalidade, as novas receitas das geradoras também eram provenientes de compras de energia por parte das distribuidoras em leilões promovidos pelo governo. A estabilidade destes processos e destas receitas fez as empresas geradoras de energia serem vistas como *players* defensivos por grande parte dos investidores de renda variável no país, embora seu risco hidrológico (sobretudo no Brasil) nunca tenha sido desprezível.

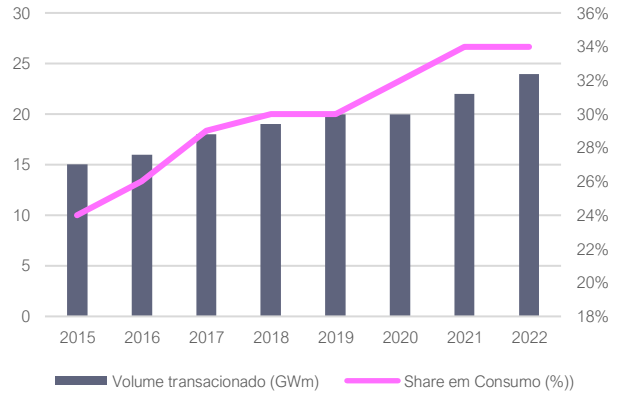
Atualmente, os contratos no mercado livre apresentam múltiplas durações e formatos, indo de um mês às décadas até então outrora comuns. No entanto, o mais usual é vermos prazos próximos a cinco anos, o que não é suficiente para fomentar novos projetos do zero e assim, este descasamento entre o tempo necessário para que se obtenha o *payback* de um projeto de geração e o interesse dos consumidores pela costura de novos, menores e mais flexíveis contratos no ambiente livre de contratação acabaram sendo um dos principais motivos de fomento às comercializadoras, empresas que, além de responsáveis pela venda de energia oriunda das geradoras, atuam como contraparte no risco embutido aos novos projetos oriundos da incerteza quanto à venda de energia e ao seu preço.

Além dos menores prazos contratuais no mercado livre, a sobrecontratação das distribuidoras ganhou força com a pandemia e tirou de vez os leilões de energia da frente. Quanto à demanda, a situação macroeconômica recente aliando baixo crescimento e alta inflação também impactaram a demanda por novos contratos de energia. Sem novos contratos no mercado regulado e com contratos no mercado livre cada vez menores, as empresas estão se deparando com um ambiente de preços muito mais competitivo.

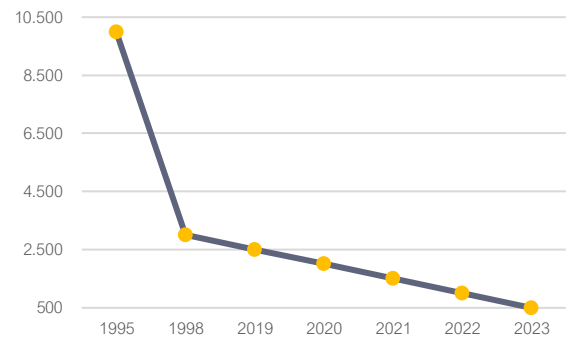
E quando as empresas não conseguem vender a energia que dispõe ?

Quando uma empresa fica descontratada, esta acaba mais exposta aos preços *spot* e assim, a tendência é que as suas ações muitas vezes acabem sendo cotadas como *commodities*. É o que temos visto com Eletrobras, que além do alto percentual de energia descontratada, também vê a sua cotação pressionada pela tentativa do governo em aumentar a sua participação na empresa. No caso da Eletrobras, a descotização de suas usinas (1,5Gw/por ano até 2027) também contribui para que a empresa siga sendo a mais descontratada da nossa cobertura. Quando o balanço energético não fecha, a empresa abre mão de estratégias (como tentar vender contratos com condições diferenciadas e focar em um grupo específico de clientes, como os de referida tensão ou setor) para tentar alocar alguma fração de seu *portfolio* excedente e diminuir os impactos oriundos da menor arrecadação.

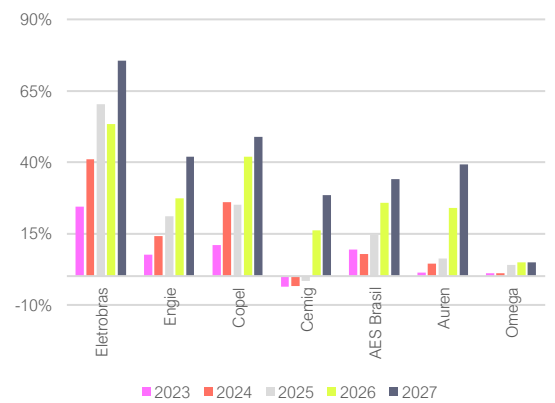
Mercado Livre de Energia - ANEEL



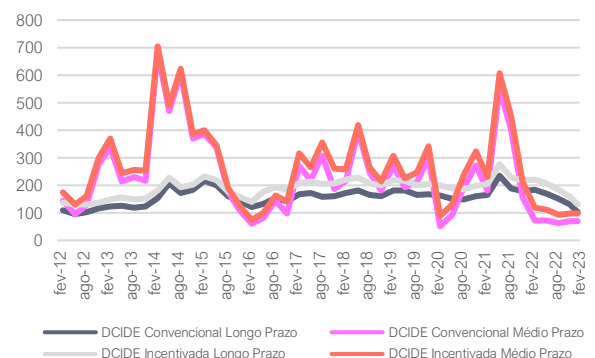
Requerimento Mercado Livre (Kw) - ANEEL



Descontratação (%) - Empresas



Curto x Longo Prazo no Mercado Livre - DCIDE



O que impacta os preços no curto prazo ?

No curto prazo, os preços respondem à fatores mais cíclicos, como a temperatura e a hidrologia, que tem se mostrado volátil e impactado o GSF ao longo das últimas décadas. Entre o início de 21 e 22, por exemplo, os preços de curto prazo ficaram maiores que os de longo prazo, o que não é natural. No Brasil, o período chuvoso ocorre de novembro à abril. Com os reservatórios no Sudeste e Nordeste, que juntos representam mais de 85% da nossa capacidade de reservação, cheios, a tendência é que os preços de curto prazo sigam próximos aos preços de liquidação de diferenças, que continuam no piso. A ANEEL espera que ambos os reservatórios do Sudeste e Nordeste terminem o ano com mais de 70% de sua capacidade de reservação preenchida. De maneira geral, seguimos vendo os preços de curto prazo pressionados nos próximos meses.

E os preços no longo prazo ?

Quando olhamos o longo prazo, não podemos deixar de olhar a curva de eficiência de *capex* e o custo de capital das empresas. Com isto em mente, salvo poucos momentos, os preços de longo prazo estiveram desde 2016 próximos à um canal entre R\$ 150/Mwh e R\$ 200/Mwh. Todavia, as condicionantes atuais descritas acima (hidrologia favorável, alto despacho termelétrico até abril/22, novos projetos entrantes e baixa demanda) fizeram os preços médios de longo prazo recentemente atingir os R\$ 100/Mwh, com os preços convencionais por exemplo, estando cotados atualmente à R\$ 85/Mwh. Esta variação representa em algumas janelas uma queda anual superior à 50%.

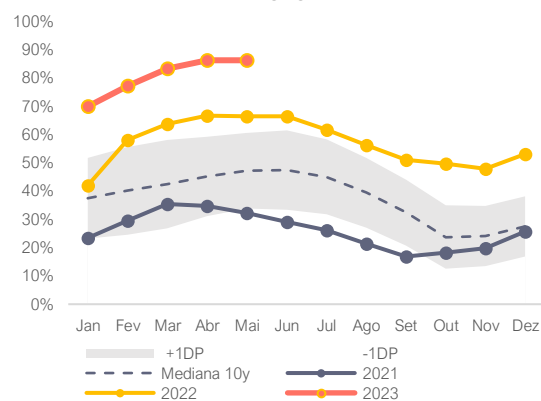
Ademais, desde 2012, os preços de médio e longo prazo nutrem uma correlação de 46%, o que nos leva a entender que os motivos que vêm repercutindo nos preços de curto prazo também têm a sua parcela de importância na curva longa. Nosso entendimento é que havendo uma reviravolta nos preços de curto prazo, também haveria alguma reação dos preços de longo prazo. Mas o que levaria esta reviravolta à ocorrer ? Não acreditamos, tanto quando olhamos os fatores que atuam sobre a curva de curto prazo quanto a atual dinâmica decrescente do custo de capital e eficiência em investimentos, que voltaremos a ver os preços de longo prazo subindo fortemente em breve.

Quando os preços podem começar a subir ?

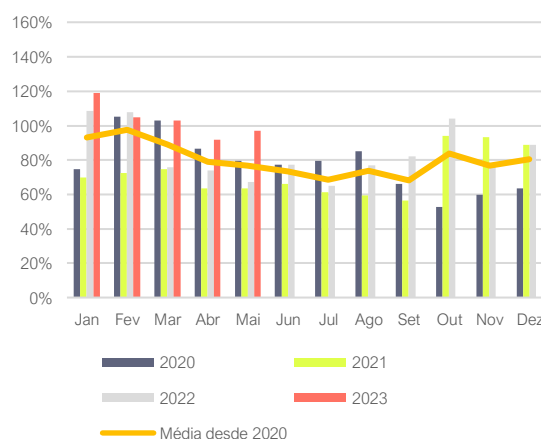
Quanto à demanda, não vemos nenhum catalisador para que vejamos uma reação ao longo dos próximos meses. Quanto à oferta, a instabilidade da hidrologia e o fim da entrada de capacidade de renováveis e do crescimento da geração distribuída são elementos que podem se mostrar fundamentais para a dinâmica de preços. Temos ainda a possibilidade da entrada dos 8GW de térmicas oriundos do processo de capitalização da Eletrobras não se confirmarem, o que também acabariam promovendo um efeito positivo aos preços.

Quanto à hidrologia, o sistema elétrico brasileiro ainda depende muito de hidrelétricas, uma vez que esta fonte responde por cerca de 60% da nossa capacidade instalada e assim, segue sendo a principal para a determinação dos preços de energia de curto prazo. Assim, se obtivermos uma nova temporada chuvosa muito forte, certamente observaríamos os preços de curto prazo no chão por mais tempo. Acreditamos que esta será a dinâmica vista até o final de 2023, porém a chegada do El Niño e a desconhecida força da próxima temporada de chuvas podem começar a impactar positivamente os preços de curto prazo.

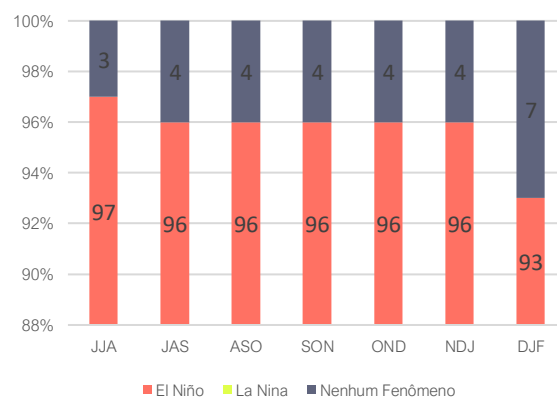
Sudeste/Centro-Oeste (% da capacidade total) - ONS



ENA - Sudeste/Centro-Oeste (% da media de longo prazo) - ONS



Probabilidade de El Niño (%) - Columbia



De maneira geral, acreditamos que os preços chegaram num piso. Desta forma, acreditamos que a direção dos preços de energia a partir dos próximos meses seja para cima. No entanto, a força deste movimento ao longo do próximo biênio não nos parece tamanha o bastante para ficarmos animados com o setor.

A nova corrida pela ouro e o marco de MMGD

Quanto à geração distribuída, a capacidade instalada deste tipo de geração vêm crescendo a taxas maiores que de outras fontes de energia sobretudo em função dos incentivos tarifários concedidos. No entanto, após a promulgação do marco regulatório do setor no ano passado, estes retornos vão começar a cair conforme os benefícios cessarem, o que já ocorrerá com os projetos licenciados à partir deste ano. O risco para este movimento está na possibilidade do congresso brasileiro estender o tempo máximo para absorção dos benefícios. De forma geral, ainda deveremos ver um forte incremento de GD na rede nos próximos anos em função da lei prever uma alíquota de tributação crescente que atinge a sua plenitude apenas em 2029. A ANEEL, por exemplo, no PDE 2031, modela uma entrada praticamente constante de energia oriunda de MMGD na rede ao longo desta década.

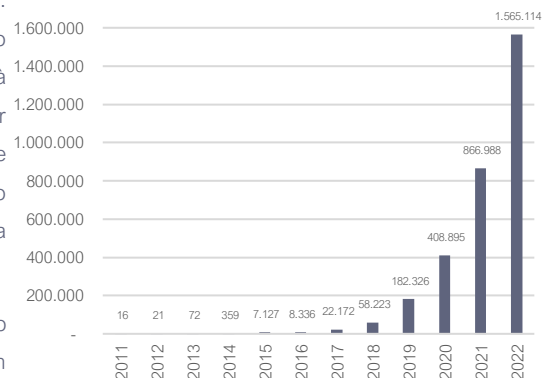
Já a famosa Corrida pela Ouro foi iniciada através da Lei 14.120/21, que determinou que o desconto aplicados à clientes que comprem a energia destes projetos é válido para os projetos que solicitaram licença até março de 2022. Atualmente, por exemplo, quem consome entre 0,5MW e 1,0MW pode comprar no mercado livre apenas de fontes incentivadas para garantir 50% de desconto nas tarifas de transmissão. Ainda que a lei tenha sido costurada em uma época onde os preços estavam altos, os geradores se viram em 2022 com uma demanda baixa e preços decrescentes, o que os levou a uma corrida pelo cadastramento de projetos.

O ponto é que estes projetos cadastrados até 2022 podem entrar em operação em até 48 meses e, mesmo com este benefício, os preços atuais ainda estão longe do preço de equilíbrio, o que pode repercutir na frustração na entrega de parte dos projetos que foram cadastrados. É aqui que mora um perigo grande. Muitas empresas, ao perceberem que não terminarão seus projetos à tempo em função dos baixos preços de energia e do atual alto custo de capital atual podem se desfazer destes projetos à preços menos convidativos. Tal movimento deve ser observado com cuidado por investidores, uma vez que já nos próximos meses algumas empresas podem começar a apresentar descasamentos em seus fluxos de caixa, ocasionando, por exemplo, o **default** em alguns papéis corporativos.

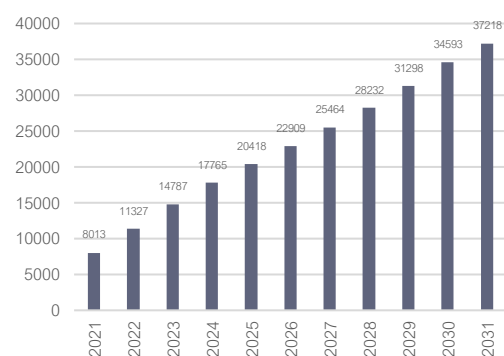
2023 e 2024 serão marcados por grande entrada de capacidade energética

De acordo com a ANEEL, mais de 8 GW de capacidade foram inseridos na matriz brasileira em 2022. Ademais, mais 8 GW de geração distribuída foram adicionados, o que levou a capacidade brasileira à atingir ~200GW, o que representa um aumento de 8,7% em apenas um ano. Para 2023, a ANEEL espera que aproximadamente 300 novos projetos sejam adicionados ao *pipeline* brasileiro e consigo, tragam mais 10GW de capacidade instalada, sendo 5GW oriundos de GD. Em 2024, a agência regulatória brasileira espera que mais 15GW sejam adicionados à nossa rede. De forma sintetizada, quando somamos a adição de 2022 com as esperadas de 23 e 24, estamos falando de um avanço de mais de 20% em nossa capacidade frente ao que nosso sistema apresentava até 2022. Tal avanço ultrapassa com facilidade a expectativa de crescimento da demanda e contribui para a manutenção deste ambiente de sobreoferta de energia no país.

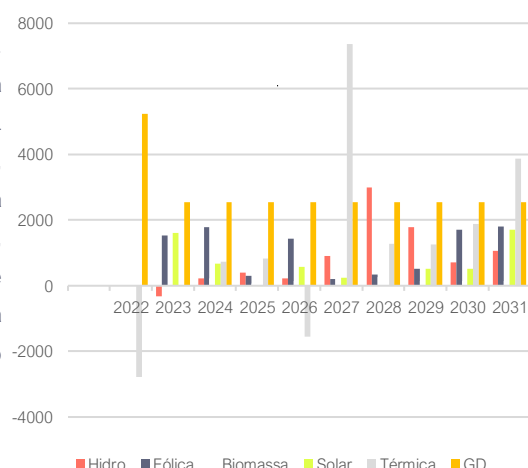
Número de Sistemas de MMGD - ANEEL



Capacidade Instalada de MMGD em MW - ANEEL



Incremento de Oferta (MWm) - ANEEL



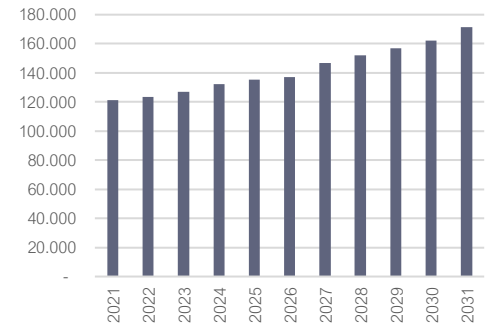
Eólicas offshore - O perigo que vem do mar

Além da forte entrada de capacidade esperada decorrente de projetos de energia eólica, solar e geração distribuída, a Petrobras afirmou que está estudando participar de projetos em parceria com outras petrolíferas internacionais e empresas brasileiras para o desenvolvimento de energia eólica offshore. Atualmente, o país não dispõe desta modalidade de geração e dado o volume de projetos entrantes, acreditamos que dificilmente estes se mostrarão economicamente viáveis. Ainda assim, acreditamos que a Petrobras poderá avançar nesta frente e trazer ainda mais pressão baixista para os preços de energia, o que pode ocorrer já em 2024. Ainda que do ponto de vista dos preços de longo prazo, há quem defenda que tais projetos possam ser benéficos, uma vez que seu custo de energia de longo prazo chega a ser 100% superior ao de projetos onshore, acreditamos que o anúncio destes projetos causariam um efeito negativo de preços de curto prazo em função do agravamento do desnível entre oferta e demanda. Quanto aos preços de longo prazo, acreditamos que o avanço da tecnologia e melhora da condição macroeconômica global tornem o argumento que a entrada destas aumentaria os preços de longo prazo menos consistente. Neste sentido, vale reforçar que entendemos que o preço de longo prazo de qualquer commodity deve refletir seu custo marginal de expansão. O problema é que diferentemente de mercados mais generalistas como o de minério 62Fe e o Petróleo Brent, por exemplo, no caso do mercado energético brasileiro existem diversos tipos e formatos de preços. Tais distorções, como a que possibilita a existência de preços incentivados superiores ao convencional, permite o crescimento do grid mesmo diante da inconsistência atual entre demanda e oferta. No longo prazo, no entanto, a tendência é que os preços convirjam ao preço marginal à não ser que vejamos assimetrias muito grandes tanto à nível de oferta e demanda, como de incrementos de capex e custo de capital.

Discussões a respeito do PL 414 ainda trazem muitas dúvidas

De relevância incalculável e resultados indeterminados, o projeto de lei 414 discute a modernização do sistema elétrico do país dispondo de pautas como a flexibilização da abertura do mercado livre no Brasil, a separação do lastro e energia e o sinal locacional. A antecipação da abertura do mercado livre favorece empresas que já trabalham com clientes “médios”, como Engie e Omega. Essa abertura pode ainda diminuir a demanda por projetos renováveis e de geração distribuída, uma vez que o breakeven entre as modalidades deve visualizar maior convergência. Acreditamos que as distribuidoras, sobrecontratadas, ficariam em uma situação mais complicada diante de um primeiro momento em que ocorresse a abertura. A separação entre lastro e energia beneficia empresas com maior capacidade não-intermitente, como Eletrobras e Engie. Ainda que não vejamos grandes impactos na formação dos preços de longo prazo em função deste tema e que já tenhamos tido leilões de reserva de capacidade, entendemos que o PL é o local ideal para que se fomente este tipo de discussão no detalhe. Quanto ao sinal locacional, vemos que a proposta dispõe de grande aderência por parte das geradoras brasileiras. Ainda que a proposta já tenha sido feita pela ANEEL e barrada pelo Senado em função do “prejuízo” às geradoras nordestinas, também acreditamos que o PL seja o foro ideal para que se avance neste tipo de discussão. Versando sobre uma série de itens, o direcionamento das discussões do PL será de fundamental importância para que entendamos melhor para onde vão os preços de energia no país. Até o momento, nenhuma das discussões nos leva a concluir que o cenário de sobreoferta que pressiona os preços de energia no país será rapidamente desconfigurado.

Diferença entre Capacidade Instalada - Carga (MWm) – PDE 2031



Resumo

Empresa	Recomendação
ELET3	Compra
EGIE3	Compra
TAEE11	Neutro
CPLE6	Compra
SBSP3	Compra
EQTL3	Compra

Empresa	Cotação	Preço-Alvo	Potencial
ELET3	R\$ 38,99	R\$ 54,00	38,5%
EGIE3	R\$ 44,92	R\$ 47,00	4,6%
TAEE11	R\$ 36,20	R\$ 34,00	-6,1%
CPLE6	R\$ 8,27	R\$ 10,00	20,9%
SBSP3	R\$ 56,35	R\$ 65,00	15,4%
EQTL3	R\$ 34,41	R\$ 30,00	-12,8%

Oscilação	30d	12m	2023
ELET3	-0,15%	-13,07%	-4,02%
EGIE3	0,00%	3,64%	20,44%
TAEE11	-4,26%	-10,88%	5,39%
CPLE6	4,16%	17,97%	8,25%
SBSP3	2,51%	28,55%	5,29%
EQTL3	9,35%	47,81%	31,42%



DISCLAIMER

Este relatório foi elaborado exclusivamente pela Ativa Investimentos e está sendo fornecido exclusivamente para fins informativos. As informações, opiniões, estimativas e projeções contidas neste documento referem-se à data presente e estão sujeitas a mudanças, não implicando necessariamente na obrigação de qualquer comunicação prévia, exceto quando encerrar a cobertura do emissor dos títulos discutidos neste relatório.

Este relatório não é uma oferta ou solicitação de qualquer instrumento financeiro. Antes de tomar a decisão de aplicar em qualquer operação, os potenciais investidores devem considerar cuidadosamente sua própria situação financeira, seus objetivos de investimento, todas as informações disponíveis e, em particular, avaliar os fatores de risco aos quais o investimento está sujeito. Os investidores deverão procurar aconselhamento financeiro em relação aos produtos ou estratégias de investimentos discutidas neste relatório, quando necessário. Os investidores devem observar que os rendimentos de títulos ou outros investimentos, mencionados neste relatório, podem flutuar e o preço de tais títulos e investimentos pode aumentar ou diminuir. O desempenho passado não é necessariamente um guia para o desempenho futuro. A Ativa Investimentos não aceita responsabilidade por qualquer perda direta ou indireta decorrente do uso deste relatório.

Os traders e demais profissionais da Ativa Investimentos e das empresas do conglomerado podem realizar comentários ou estratégias de negociação que refletem opiniões contrárias à opinião expressa neste relatório. Esses comentários de mercado ou estratégias de negociação refletem os diferentes prazos, premissas, visões e métodos analíticos das pessoas que as elaboraram, e a Ativa Investimentos e seu conglomerado não possuem nenhuma obrigação de garantir que tais comentários de mercado ou estratégias de negociação sejam levados ao conhecimento de qualquer destinatário deste relatório. Este relatório é baseado em informações publicamente disponíveis e que a Ativa Investimentos considera confiável, porém não representa que é preciso e/ou completo, sendo assim, não deve ser considerado como tal.

Research

research@ativainvestimentos.com.br

Ilan Arbetman, CFA

Ilan.arbetman@ativainvestimentos.com.br

Institucional

Ações | Renda Fixa | Mercados Futuros

Mesa RJ: (55 21) 3515-0290

Mesa SP: (55 11) 3339-7036

Sales: (55 21) 3515-0202

Pessoa Física

Mesa RJ: (55 21) 3515-0256/3958-0256

Mesa RS: (55 51) 3017-8707

Mesa SP: (55 11) 3896-6994/6995/6996

Mesa GO: (55 41) 3270-4100

assessoriadigital@ativainvestimentos.com.br

Atendimento

0800 285 0147

Ouvidoria

0800 717 7720