

## ELÉTRICAS: RECICLANDO PREFERÊNCIAS

O juro real mais baixo e a melhora do cenário macroeconômico trazem benefícios indiscutíveis para as empresas. Esses fatores, bem como o impulso que eles têm gerado para os resultados corporativos e para a valorização dos ativos, já têm sido amplamente abordados pelas gestoras de recursos. **Já uma questão pouco levantada, e para nós muito pertinente, é quão sustentável é o atual nível de ROIC ou ROE de muitos setores da Bolsa.**

**Em vista de um custo de oportunidade muito mais baixo, não deveriam as empresas exigir menor retorno para novos investimentos?** O retorno da alocação de capital deveria ser olhado de forma nominal ou via *spread* sobre seu custo de capital? Em setores regulados, não seria o nível atual de retorno apenas atingido por uma agenda regulatória mais “permissiva” durante o período de recessão e de juros elevados? Faz sentido, em um setor de retorno regulado, até os agentes menos eficientes gerarem retorno elevado?

**Nessa carta trataremos algumas reflexões sobre a sustentabilidade do atual nível de ROIC do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, e as razões pelas quais gradualmente temos reduzido nossa exposição direta a esse segmento. Como contraste, iremos destacar a reforma regulatória do setor de geração de energia, cuja agenda positiva potencialmente criará vetores benéficos para algumas empresas.** A CESP, empresa que acreditamos ser bem posicionada no contexto das mudanças, será utilizada como exemplo concreto para tornar essa reflexão mais clara.

No que tange o tema *ROIC vs. WACC*<sup>1</sup>, não achamos que a discussão se restrinja a setores regulados ou de distribuição de energia. Em nossa opinião, em alguns setores o juro real mais baixo, uma vez mantido, deveria implicar em *ROE* ou *ROIC* de estáveis a decrescentes ao longo do tempo, ainda que com a ampliação do *spread ROIC vs WACC*, que para nós é o que mais importa em termos de qualidade de resultado e geração de valor. Essa discussão pode não ter tanta relevância no curto prazo, dado que os indicadores tendem a se manter fortes e crescentes, refletindo o retorno dos investimentos feitos durante o período de juros elevados e instabilidade econômica. Olhando um horizonte mais longo, a benevolência do mercado com métricas de retorno sobre investimento em alguns ativos nos gera preocupação. Projetar retornos bem acima do padrão histórico de forma permanente, em um momento no qual o custo de oportunidade atinge o menor patamar da história do país, é algo que nos parece, digamos, ousado.

**Empresas Dominantes:** Antes de entrar no tópico desta carta, gostaríamos de revisitar a nossa [Carta 5: Há males que vem para o bem](#), publicada há três anos. Nela abordamos como alguns diferenciais competitivos permitiriam que certas empresas saíssem mais fortalecidas da crise, seja via ganho orgânico de *market share* ou via aquisições.

---

<sup>1</sup> WACC: Custo médio ponderado de capital

Quantificar os ganhos que os diferenciais abordados trouxeram para os resultados dos ativos que temos em carteira é muito difícil, mas o crescimento médio de dois dígitos de geração de caixa dessas empresas em um ambiente de crise é um indício da importância deles. Porém, é possível analisar o quanto operações de fusões e aquisições, um dos vetores analisados na carta, geraram de retorno para os ativos investidos e, conseqüentemente, para o fundo.

As aquisições feitas pela Hapvida (São Francisco em especial), Equatorial (Cepisa e Ceal), a fusão Aliansce-Sonae e Natura-Avon geraram, em nossas estimativas, um ganho de 3,5-4% na cota do fundo em 2019. Essa conta reflete apenas o impacto direto desses *deals* e teria um resultado significativamente maior se fosse considerada a reprecificação de múltiplos pela qual essas empresas passaram em decorrência do aumento de sua dominância e capacidade de geração de valor.

Ressaltamos que não investimos em empresas “apostando” em M&A. Ao buscarmos os diferenciais competitivos previamente expostos, naturalmente somos levados a empresas que possuem uma capacidade acima da média de extrair valor desse tipo de operação, especialmente em momentos de crise. Esses mesmos diferenciais em outros ativos se expressam de formas distintas, como através de expansão orgânica ou ganho de *market share*. **Em nossa carteira atual, vemos CESP, Vivara e SulAmérica como ativos em que o mercado não dá o valor devido aos diferenciais que possibilitam criação de valor ao longo do tempo.**

## DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

Desde a criação da Athena fomos entusiastas das distribuidoras privadas de energia elétrica com maior patamar de eficiência operacional, baseados em 3 grandes pilares:

- I. Elevado retorno implícito dos investimentos, mesmo em um cenário *status quo* de juros Brasil e premissas regulatórias (*valuations* descontados);
- II. Dispersão expressiva de rentabilidade entre empresas do segmento, com elevada concentração de estatais e empresas de baixa sustentabilidade econômica, o que levaria a um ciclo de consolidação e oportunidades de alocação de capital para os *players* mais eficientes;
- III. Ciclo de “afrouxamento” regulatório iniciado em 2014, trazendo melhoria em diversos parâmetros de revisões tarifárias das distribuidoras, permitindo uma captura de melhora de *ROIC* ao longo do tempo.

Por conta desses pilares, fomos investidores relevantes de Energisa (desde o *IPO* da empresa) e da Equatorial (praticamente em todos momentos de nossa existência), ativos estes que consideramos *benchmark* de operação no setor e que foram relevantes para nossa performance histórica.

Acreditamos que o momento atual é bastante distinto, sendo a primeira vez que a alocação em *Utilities* no fundo não inclui uma exposição relevante aos ativos *premium* do segmento de distribuição. Tal mudança é consequência da perda de sustentação dos pilares listados acima, cujas causas serão detalhadas ao longo desta carta.

### Ciclos Regulatórios

O segmento de distribuição de energia, como conhecemos hoje, é relativamente novo no Brasil. As primeiras privatizações ocorreram apenas no final dos anos 1990 e, por ser um monopólio natural, vieram junto com a criação da ANEEL em 1996, que passaria a regular a atuação das empresas.

A regulação do setor historicamente teve dois grandes princípios que nortearam sua atuação:

- a) **Busca por modicidade tarifária:** Um princípio amplo, que de forma resumida implica na busca pelo equilíbrio entre as menores tarifas para o consumidor e um retorno que não coloque em risco a capacidade econômica e

continuidade da operação dos prestadores de serviço. Uma das formas de buscar esse equilíbrio é o repasse dos ganhos de produtividade do sistema para a tarifa dos consumidores.

- b) **Regulação por incentivo:** Estabelece *benchmarks* das melhores práticas operacionais (qualidade, combate às perdas, gestão de custos, etc) a serem perseguidos pelas empresas, por meio de incentivo tarifário. Os parâmetros desse modelo são revistos periodicamente, nos chamados Ciclos de Revisão Tarifária, e aplicados para o cálculo das tarifas requeridas pelas distribuidoras.

Um momento crítico e decisivo no histórico do segmento foi o terceiro Ciclo de Revisão Tarifária, que teve início em 2011. Em meio a uma agenda nacional populista (no contexto da MP 579/2012), o princípio da modicidade tarifária foi utilizado como justificativa para diminuir a remuneração do segmento de distribuição, evidenciado pela redução do WACC Regulatório<sup>2</sup> de 9,9% para 7,5%.

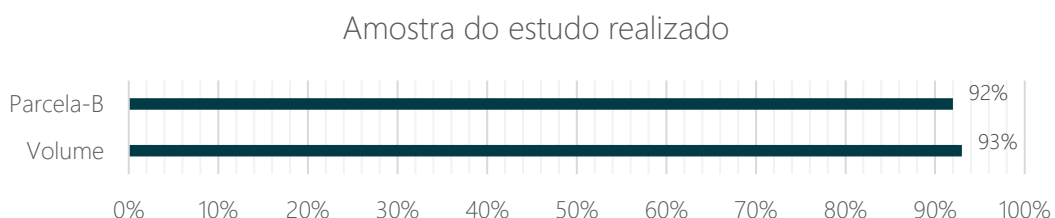
A aplicação das regras do terceiro ciclo se deu em um momento no qual aproximadamente metade do consumo de energia elétrica do Brasil era controlado por distribuidoras com operações economicamente frágeis, com várias delas tendo sua situação agravada. O caso mais emblemático dessa fase foi a recuperação judicial do Grupo Rede e a sua intervenção pela ANEEL em 2012.

Depois desse período de maior aperto regulatório e de seus efeitos colaterais no setor, entramos em uma nova era que dura desde o início das discussões do 4º ciclo de revisões tarifárias. A partir de 2014 houve um “afrouxamento” regulatório de diversos parâmetros na metodologia de revisão da ANEEL, sobretudo de custos operacionais regulatórios, CAIMI<sup>3</sup> e remuneração de Obrigações Especiais<sup>4</sup>, **que acreditamos ter sido o responsável pelo atual cenário de retornos reais (ROIC) das empresas, mesmo as menos eficientes, razoavelmente acima do custo de capital.**

Se por um lado essa dinâmica foi bastante positiva nesses últimos anos, levando à melhora de resultados e recorrentes surpresas positivas em processos tarifários, na nossa opinião **chegamos a um ponto no qual o retorno médio do segmento já nos parece bastante “esticado” e a sustentabilidade de longo prazo bem mais questionável.** Na situação atual, mesmo empresas estatais ineficientes vêm apresentando resultados satisfatórios, com rentabilidade convergindo para o parâmetro regulatório (Copel Distribuição, Cemig e Celesc) e melhora expressiva no ROIC do segmento, simultaneamente a uma queda de custo de capital.

Com o intuito de mensurar tal efeito, nos debruçamos sobre os últimos 200 processos tarifários das distribuidoras e mais de 200 balanços de resultados do segmento, abrangendo 6 anos, para consolidar o segmento de distribuição em uma única empresa. Para tal, eliminamos as “micro” distribuidoras (menos de 1GWh/ano de consumo) e os ativos recentemente privatizados (2018) pela Eletrobrás que estão em processo inicial de *turnaround* operacional e ainda não tiveram revisão tarifária desde a privatização (algo que provavelmente ocorrerá em 2020). Dentro da amostra analisada estão as 28 maiores empresas do segmento, que atendem a 93% da demanda de energia nas concessões e representam 92% da Parcela-B regulatória do segmento:

**Figura 1: Representatividade das empresas mapeadas para o estudo:**



Fonte: Bloomberg, ANEEL. Elaborado por Athena Capital

<sup>2</sup> WACC Regulatório: WACC definido pelo regulador.

<sup>3</sup> CAIMI: Custo associado a imóveis (aluguel), veículos e sistemas.

<sup>4</sup> Obrigações Especiais: recursos aportados pelo governo e consumidores para a concessão, e não para a concessionária. Exemplo: Luz para todos

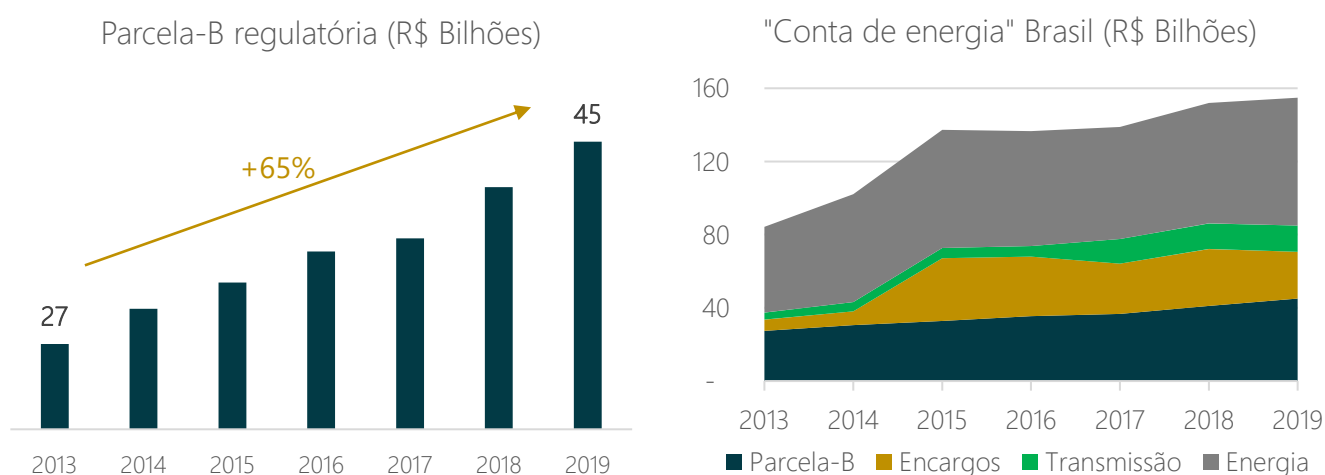
Para melhor entendimento do segmento de distribuição, relembramos que a receita regulatória (receita requerida pelas distribuidoras) é composta pelas seguintes parcelas:

- a) **Parcela-B:** Montante referente à cobertura de custos e remuneração dos investimentos feitos pelas distribuidoras.
- b) **Custos não gerenciáveis:** Por exemplo, a aquisição de energia das geradoras, custos com transmissão e encargos regulatórios.

Atualmente, para as empresas estudadas, a receita requerida das distribuidoras é de R\$154 bilhões por ano (sem tributos ICMS e PIS/COFINS), **representando 3% do PIB do Brasil** (considerando tributos) e cresceu, em termos reais por MWh, 25% nos últimos 6 anos.

Durante o período analisado, o volume dessas empresas teve um crescimento de apenas 6%, enquanto a Parcela-B regulatória cresceu 65% (**20% em termos reais**), representando atualmente 29% da “conta de energia” do Brasil:

### **Figuras 2 e 3: Parcela-B e composição de custos da “conta de energia” do Brasil**



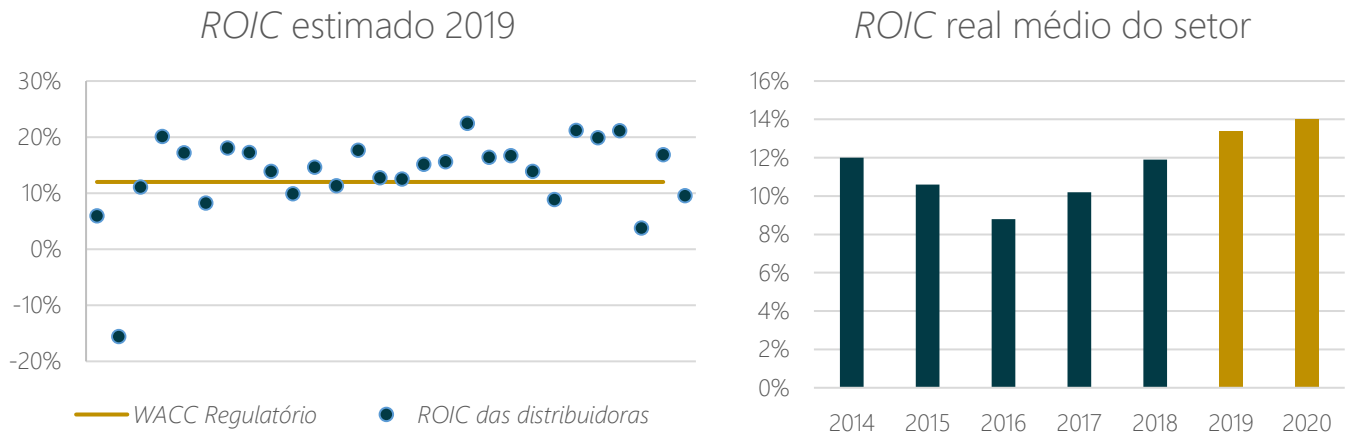
Fonte: ANEEL. Elaborado por Athena Capital.

Nesse mesmo período, ao analisarmos os resultados das empresas, a base recorrente real de custo do segmento (excluindo não recorrentes, como custo de PDV<sup>5</sup> e correção do passivo de fundos de pensão) **caiu aproximadamente 10%**, impulsionada pelo processo de consolidação do setor, forte investimento em tecnologia e automação, melhoria da qualidade da rede e ganho de eficiência das estatais, com redução do quadro de funcionários.

Ineficiências do modelo paramétrico de custos regulatórios permitiram que ocorresse um aumento gradual da Parcela-B em um momento de redução na base real de custos do segmento. Esse efeito de descasamento fez com que a cobertura de custos (Custos Regulatórios e CAIMI) alcançasse aproximadamente R\$2 bilhões acima do custo real das distribuidoras. Associada à melhoria de outros parâmetros (remuneração de Obrigações Especiais, outras receitas operacionais) isso levou a um cenário **de forte expansão do ROIC setorial e concentração substancial de empresas com retornos superiores ao regulatório (ROIC<sup>6</sup> > WACC regulatório):**

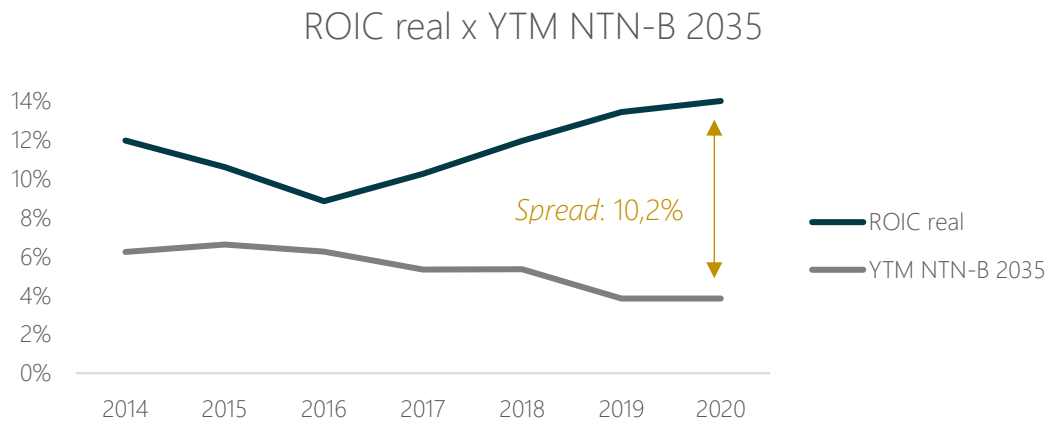
<sup>5</sup> PDV: Plano de Demissão Voluntária

<sup>6</sup> ROIC: Para o conceito de comparação de WACC Regulatória com ROIC desconsideramos o capital de giro, que no caso das distribuidoras também é remunerado por multa e mora em atraso nas contas de energia.

**Figuras 4 e 5: ROIC do setor**


Fonte: ANEEL, CVM. Elaborado por Athena Capital.

O efeito do aumento na rentabilidade do setor, associado à redução do número de empresas que na prática estão *underperformando* a WACC, vem levando a um aumento expressivo do *ROIC-Spread* setorial ( $ROIC - YTM\ NTN-B^7$ ) nos últimos 3 anos. Acreditamos que a parte da discussão associada ao patamar de WACC Regulatório, que será revista a partir de 2020 e já está sendo discutida em audiência pública na ANEEL, já está incorporada parcialmente na *valuation* dos ativos, mas, apesar de não termos opinião em relação ao *timing* das mudanças, **acreditamos que, ao longo do tempo, o spread de retorno em relação ao WACC do setor deveria convergir para um patamar bem mais baixo, risco que hoje não vemos os ativos incorporando.**

**Figura 6: Spread ROIC x YTM NTN-B 2035**


Fonte: Bloomberg, ANEEL. Elaborado por Athena Capital.

Dentro dessa discussão nos chama atenção a agenda regulatória aprovada recentemente pela diretoria da ANEEL para o biênio 2020/2021, na qual a maioria dos parâmetros que compõem a Parcela-B das distribuidoras será revisto (além do WACC, CAIMI, PDD, Fator-X<sup>8</sup>, Outras Receitas, Perdas). Quando somada à sinalização de que estamos tendo de discussões mais periféricas, que já estão em Audiência Pública na ANEEL (CA/COM<sup>9</sup> da base de ativos e PD do Fator-X), temos indícios de que podemos estar entrando em um novo ciclo de "aperto" regulatório.

<sup>7</sup> YTM NTN-B: *Yield to Maturity* ou retorno implícito da NTN-B.

<sup>8</sup> Componente de produtividade do Fator X (PD): Fator que determina o quanto do ganho de produtividade intra-ciclo será repassado ao consumidor.

<sup>9</sup> CA/COM: Custos de componentes menores (ex: parafusos) e mão de obra associada aos investimentos.

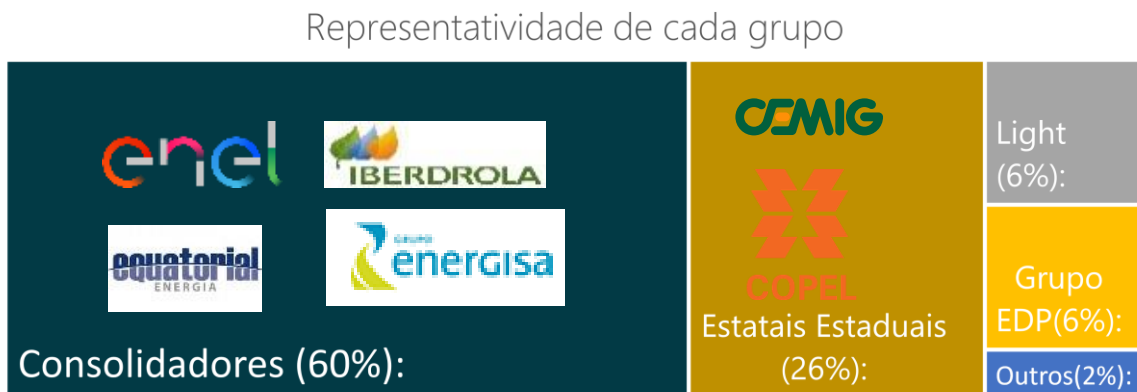
## Consolidação da distribuição

Assistimos, desde 2011/12, a um longo processo de consolidação do setor, durante o qual **18 distribuidoras, que somadas representam cerca de 45% do mercado de energia, trocaram de controle**. Praticamente todas essas aquisições foram realizadas por grupos consolidadores de elevado patamar de eficiência operacional. Durante esse período investimos em empresas que tiveram participação efetiva nesse processo e que conseguiram extrair valor dele, com destaque para:

- a) **Energisa:** realizou aquisições como Energisa Tocantis, Energisa Mato-Grosso, Energisa Mato Grosso do Sul, Energisa Sul-Sudeste (todas do Grupo Rede) e mais recentemente Energisa Rondônia (CERON) e Energisa Acre (Eletroacre) de controle até então da Eletrobrás;
- b) **Equatorial:** além da aquisição da Celpa (Grupo Rede) recentemente adquiriu da Eletrobrás as concessões da Cepisa (Piauí) e Ceal (Alagoas).

Porém, quando olhamos o atual mapa de concessões no Brasil, acreditamos que as oportunidades são muito mais restritas, além de dependerem da agenda de privatização dos estados. Essas oportunidades, com exceção da Light, também são concentradas em ativos operacionalmente menos complexos do que os incorporados por Equatorial e Energisa no passado, reduzindo muito a possibilidade de baixa competição nos processos e tornando menos provável uma significativa geração de valor.

**Figura 7: Grupos do segmento de distribuição**



Fonte: Bloomberg, ANEEL. Elaborado por Athena Capital.

## MODERNIZAÇÃO DO SEGMENTO DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Diferente do segmento de distribuição, no qual acreditamos que as mudanças regulatórias serão um vetor potencialmente negativo *across the board*, vemos com bons olhos a discussão de modernização no setor elétrico para algumas geradoras. Infelizmente, para passar adequadamente o conteúdo das próximas páginas, sem prejuízo de qualidade, precisamos ser um pouco mais técnicos, utilizando conceitos do setor, com destaque especial para:

**Mecanismo de Realocação de Energia (MRE):** criado com objetivo de dividir o risco de geração abaixo da garantia-física (risco hidrológico) entre as geradoras hidrelétricas do sistema. Com o MRE o risco de uma usina se refere à média de geração do sistema e não da própria usina, de forma que um agente com geração consistentemente superior à sua garantia física<sup>10</sup> subsidia o restante do MRE

<sup>10</sup> Garantia-física: "Cota" de cada usina dentro do MRE, baseado em estimativas de geração normalizada feitas antes da entrada em operação da usina.

Estão sendo discutidas diversas alterações duradouras sobre os alicerces de equilíbrio operacional/econômico do modelo, que podem gerar efeitos heterogêneos nos agentes de geração ao longo do tempo. Acreditamos que essa discussão é vital para a sustentabilidade de longo prazo, uma vez que nosso modelo praticamente não se alterou nos últimos 20 anos, apesar de expressivas transformações operacionais, que ocorreram principalmente devido ao:

- a) **Aumento do subsídio cruzado ao mercado livre:** O modelo atual não pressupunha um mercado livre relevante, o deixando de fora da alocação dos custos relacionados à segurança do suprimento e à financiabilidade dos projetos (contratação de energia no longo prazo). Isso criou uma distorção de subsídios entre os mercados que é significativa e que se agrava conforme cresce a participação do mercado livre.
- b) **Aumento da participação de fontes intermitentes de energia na rede:** Quando o MRE foi concebido (1998), as hidroelétricas representavam 95% da matriz de geração. Essa participação hoje é de 65% e tende a atingir 50% no final desta década. O aumento de 75% na demanda por energia, desde então, foi atendida principalmente por fontes intermitentes (solar e eólica), com a expansão da capacidade de armazenamento do setor crescendo apenas 25% no mesmo período. A alteração na matriz energética causou a perda de capacidade de regularização do sistema, tornando necessária a rediscussão tanto do MRE quanto da sistemática de contratação de energia.

Ainda que muitas das discussões estejam em estágio inicial e de difícil mensuração quantitativa, acreditamos que a CESP, hoje o principal investimento do fundo no setor de *Utilities*, tem potencial de capturar ganhos econômicos decorrentes dessa modernização e racionalização do modelo. Tal convicção se baseia sobretudo nas externalidades positivas apresentadas pelo seu **principal ativo, a Usina Hidrelétrica de Porto Primavera, que vem apresentando, desde o enchimento de seu reservatório, geração de energia superior à sua garantia-física**, com alta capacidade de resposta à demanda, além da localização próxima ao centro de consumo do Brasil. Essas características tornam a **CESP um agente gerador de relevantes subsídios ao restante do sistema**. Abaixo detalhamos algumas das pautas em discussão no segmento e a nossa visão do potencial impacto na CESP.

## Separação de lastro/energia e revisão das Garantias Físicas do MRE

Estão em fase inicial de discussões no âmbito das Consultas Públicas do MME<sup>11</sup> (CP 83/2019 e CP 85/2019), temas de grande importância para a modernização do setor. Destacamos dois que julgamos mais relevantes:

- a) **Separação comercial dos atributos físicos da energia elétrica:** possibilitaria comercialização separada da energia (*commodity*), precificação do lastro de produção (precificação da garantia física de cada usina) e de capacidade (capacidade das usinas responderam acima da garantia física, para segurança no atendimento de potência). Acreditamos que a complexidade das discussões torna excessivamente otimista a previsão do MME de que o novo modelo entre em vigor em 2021.
- b) **Revisão extraordinária das garantias físicas:** abre a possibilidade da redução na garantia física de usinas, por meio de reequilíbrio econômico (aumento do prazo de concessão), superior aos limites atualmente possíveis (decreto 2655/1998).

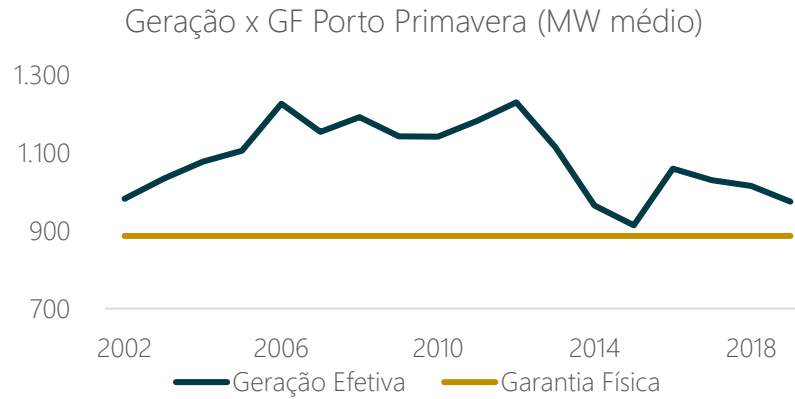
Tais consultas públicas, ainda que de forma preliminar, trazem discussões materiais para o funcionamento do MRE, que pode ter impacto significativo em alguns ativos. No caso da CESP (através da Usina de Porto Primavera), vemos potencial para que atributos como consistência e previsibilidade passem a ser adequadamente precificados ao longo do tempo. Além disso, a revisão das garantias físicas traria uma melhora do *GSF*<sup>12</sup> do sistema sem contrapartida negativa de revisão da garantia física de Porto Primavera.

<sup>11</sup> MME: Ministério de Minas e Energia

<sup>12</sup> *Generation Scaling Factor*: Fator entre a Geração consolidada do MRE e sua garantia-física. Valores inferiores a 1 demonstram déficit de geração do MRE.

No atual modelo, apenas 2/3 do valor econômico da Usina de Porto Primavera é capturado pela CESP, com o restante sendo dissipado dentro do sistema. Dado que a média de geração do segmento é abaixo da garantia física (GSF abaixo de um), enquanto a garantia física de Porto Primavera é substancialmente (22%) inferior à sua geração média nos últimos 18 anos, seria um ativo positivamente impactado por tais discussões.

**Figura 8: Geração de Porto Primavera**



Fonte: ONS, EPE, CCEE, CVM. Elaborado por Athena Capital.

### Precificação Horária (PLD<sup>13</sup> horário):

Em 2021 entrará em vigor o PLD horário, uma das iniciativas para aumentar a granularidade e racionalidade na formação dos preços. Acreditamos que ativos que tenham maior elasticidade de geração em momentos de maior demanda horária, terão benefícios econômicos, devido a maior geração em horários de maior demanda e preço.

Para tentarmos ganhar convicção nessa tese, analisamos as últimas 17 mil horas de operação do sistema (últimos 2 anos), cruzando a geração horária de Porto Primavera com o Modelo Sombra<sup>14</sup> (em teste) do PLD horário, calculado pela CCEE<sup>15</sup> para o subsistema Sudeste. **A primeira conclusão é que a correlação entre a variação horária do PLD com a variação horária da demanda foi de 99%**, confirmando que a demanda de fato é o principal fator para formação horária do preço (conclusão que parece óbvia, mas que poderia ser alterada por um pico de geração de fontes intermitentes, como solar ou eólica).

Em seguida analisamos como se comportou a geração de Porto Primavera em casos de pico de demanda: em 100% dos casos no qual a demanda ultrapassou em 40% sua média horária dos últimos 2 anos, a usina gerou acima da garantia física (e em média, 53% acima). Para desvios de 30% em relação à média, em 99% dos casos a usina gerou acima da garantia física (em média 47% acima) e em casos de desvios de 20%, em 95% das situações a geração foi superior à garantia física (na média, 41% superior). **Isso nos mostra que o diferencial da CESP em relação a sua garantia física é ainda maior em casos de pico de demanda.**

Apesar da forte capacidade de resposta à demanda, ainda assim o efeito econômico inicial da adoção do PLD horário nos parece baixo, sobretudo pela baixa variância do PLD horário no Sudeste apresentado pelo Modelo Sombra. Essa baixa variância se deve, sobretudo, à alta concentração de hidrelétricas com baixo custo marginal de operação. **Acreditamos que a variância será crescente no longo-prazo conforme se reduz a participação de hidrelétricas e cresce a de fontes intermitentes renováveis na matriz**, associada à expansão da capacidade térmica a gás, de maior custo marginal de operação e flexibilidade operacional.

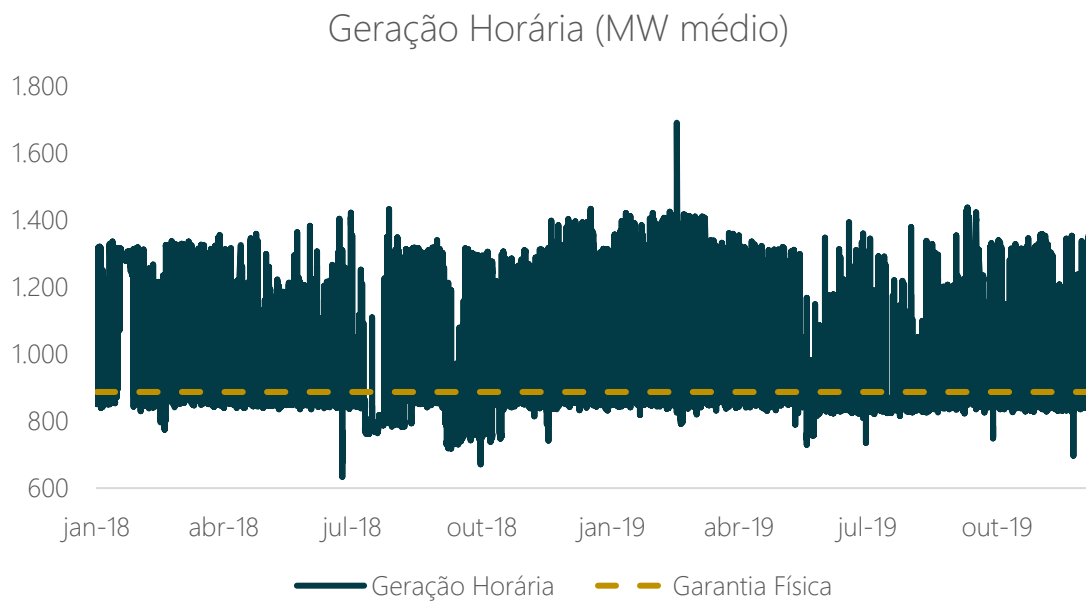
<sup>13</sup> PLD: Preço de Liquidação das diferenças, resumidamente é o preço de liquidação das sobras do sistema, calculado pelo custo marginal de geração.

<sup>14</sup> Modelo Sombra PLD: Modelo de precificação em fase de testes, antes da implementação definitiva.

<sup>15</sup> CCEE Câmara de comercialização de Energia Elétrica



**Figura 9: Geração horária da Usina de Porto Primavera**



Fonte: ONS, EPE, CCEE, CVM. Elaborado por Athena Capital.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Acreditamos que o setor elétrico brasileiro passará por profundas transformações nos próximos anos, movimento este que nos permite enxergar grandes oportunidades, assim como riscos. De forma preliminar, acreditamos que esse novo ciclo traz um *shift* nas oportunidades de alocação entre empresas. Essas mudanças e seus impactos no universo de investimentos ocorrerão conforme as discussões apresentadas nesta carta amadurecem, algo que será acompanhado de perto por nós.

Em relação à CESP, temos o investimento desde a privatização em 2018. O objetivo desta carta não foi entrar nos detalhes do *case*, mas utilizá-lo como exemplo de um ativo positivamente impactado pelas mudanças atualmente em discussão. O *case* em si tem diversas outras características que, em nossa visão, deverão gerar valor ao longo do tempo, ainda não bem precificadas pelo mercado. Dentre os principais *drivers* destacamos o *de-risking* do *case* da CESP, com redução do risco associado aos passivos judiciais e à indenização da usina de Três Irmãos (ativo já não mais controlado pela CESP). No médio prazo, a alta geração de caixa associada a uma baixa alavancagem e ao *know-how* de alocação de capital trazido pelo novo controlador são os principais vetores de valor para CESP, que não tivemos a oportunidade de explorar nesta ocasião.